NEW BRUNSWICK ENERGY REVIEW 1982

Energy Secretariat
Province of New Brunswick
Energy Policy Division
1982

Published by:
Energy Secretariat
Province of New Brunswick
P. O. Box 6000
Fredericton, N. B.
E3B 5H1

Design: Karam Chandra

Typesetting: Unipress Ltd.

Printing: McMillan Press Ltd.

Reproduction of any portion of this booklet for commercial purposes without permission is forbidden, However, reproduction of any portion of this booklet for educational purposes is permitted, on condition that the source of the material is acknowledged.

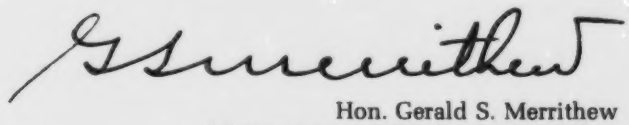
© Her Majesty the Queen in Right of New Brunswick as represented by the Minister responsible for Energy Policy, 1982

ISBN 0–888–38–389]4

Foreword

In the Spring of 1982 the Energy Secretariat published, as part of its research program, the first volume of energy statistics for New Brunswick. Entitled **New Brunswick Energy Statistics 1973-79**, that publication contained annual energy balances by energy sources and economic sector for the years 1973 through 1979 together with a discussion of the major energy developments in New Brunswick during the same period. The provincial energy balances will be regularly updated and published in a new annual publication entitled **New Brunswick Energy Review**. In addition to providing information on New Brunswick energy flows and energy pricing the Review will contain a brief analysis of major international, national and provincial energy developments.

I am pleased to introduce the **New Brunswick Energy Review**. I hope that this publication will contribute to the public understanding of energy matters in New Brunswick.



Hon. Gerald S. Merrithew
Minister responsible for Energy Policy

Contents

PART I RECENT ENERGY DEVELOPMENTS vii

1. **INTERNATIONAL DEVELOPMENTS** 1

   A. **Current Events** 1
   B. **Future Prospects** 1

2. **NATIONAL DEVELOPMENTS** 4

   A. **The National Energy Program (NEP)** 4
      a. The Price of Oil
      b. The Price of Natural Gas
      c. Taxation
      d. Canada Lands
      e. Increasing Canadian Ownership
      f. Reduction in the Share of Oil in Total Energy Use

   B. **The 1981 Ottawa-Alberta Agreement** 6
      a. Prelude
      b. The Price of Oil
      c. The Price of Natural Gas
      d. Taxation

   C. **Oil Prices Under the NEP and the Agreement** 8
      a. Crude Oil
      b. Refined Petroleum Products

3. **PROVINCIAL DEVELOPMENTS** 10

   A. **Oil**
   B. **Coal**
   C. **Fuel Peat**
   D. **Electricity**
   E. **Conservation and Renewable Energy**
      a. Programs Funded Exclusively by the Province
      b. Joint Federal-Provincial Programs

PART II NEW BRUNSWICK ENERGY STATISTICS, 1980-81 16

   A. **Summary** 17
      a. Summary of Major Trends in Energy Consumption 18
      b. Summary of Major Trends in Energy Production 22
      c. Provincial Energy Self-sufficiency 22
      d. Some Other Dimensions of Energy Consumption 24
      e. Prices 28

   B. **Energy Balances, 1980-81** 32

APPENDIX Notes on Methodology and Sources of Data 40

Tables

I-1 Price of OPEC Marker, 1979-81 2
I-2 Production of Crude Oil in Selected Countries, 1979-81 3
I-3 Prices of Selected Refined Petroleum Products, 1982-86 9
I-4 Coal Reserves in New Brunswick, 1981 10
I-5 Reserves of Fuel Peat in New Brunswick, 1981 11
II-1 Consumption of Energy in New Brunswick, 1973-1981 18
II-2 Average Retail Price of Regular Gasoline and Heating Oil, 1979-81 30
II-3 Natural Gas Rates, 1979-81 30
II-4 Electric Power Rates for Residential Customers, 1979-81 30
II-5 Electric Power Rates for General Service Customers, 1979-81 31
II-6 Electric Power Rates for Small Industrial Customers, 1979-81 31
II-7 Electric Power Rates for Large Industrial Customers, 1979-81 31
II-8 Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy, 1980 (Gross Energy) 33
II-9 Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy, 1980 (Net Energy) 34
II-10 Energy Use by Sector, 1980 (Gross Energy) 35
II-11 Energy Use by Sector, 1980 (Net Energy) 36
II-12 Consumption of Refined Petroleum Products (1980) 37
II-13 Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy, 1981 (Gross Energy) 38
II-14 Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy, 1981 (Net Energy) 39

Figures

I-1 Determination of Major Oil Products Prices, March 1982 9
II-1 Consumption of Energy, 1973-81 19
II-2 Percentage Distribution of Energy Consumption by Primary Energy Source, 1981 19
II-3 Percentage Distribution of Energy Consumption by End-Use Energy Form, 1981 20
II-4 Distribution of Energy Consumption by Major Primary Energy Source, 1973-81 21
II-5 Distribution of Energy Production by Primary Energy Source, 1973-81 23
II-6 Percentage Distribution of Energy Production by Major Primary Energy Source, 1981 24
II-7 Distribution of Energy Consumption by Sector, 1973-80 25
II-8 Percentage Distribution of Energy Consumption by Sector, 1980 26
II-9 Distribution of Refined Petroleum Products Consumption by Major Product, 1973-81 27
II-10 Percentage Distribution of Refined Petroleum Products Consumption by Product, 1981 28
II-11 Price of Domestic and Foreign Crude Oil, 1979-81 29

PART I
RECENT ENERGY DEVELOPMENTS

1. International Developments

A. Current Events

The first two years of this decade heralded some fundamental changes in the international oil market.

The price of OPEC oil continued the upward trend initiated in 1979 with the "marker" reaching a peak level of U. S. $ 36 per barrel in January 1981. Some OPEC countries – such as Lybia, Nigeria, Algeria, Egypt, Malaysia, and Venezuela – set the price of their light oil as high as U. S. $ 40 – $ 41. Saudi Arabia, on the other hand, considered the last round of oil price increases excessive, and decided to hold the price of its Arabian light crude at U. S. $ 32 per barrel, U. S. $ 4 below OPEC's marker. Moreover, its oil minister Sheik Yamani stated that he would continue flooding the market with cheaper Saudi crude in an attempt to restore a unified OPEC price at a level below U. S. $ 36 per barrel. The first atempt at unifying oil prices at OPEC's May 1981 meeting ended in failure. At the second meeting held in October in Geneva, however, agreement was reached on a unified price of U. S. $ 34 per barrel, with a ceiling of U. S. $ 38 per barrel. OPEC countries also agreed to freeze the new price level throughout 1982.

The large price increases in 1979-1980 exerted a strong negative impact on oil demand. Total crude oil consumption (including natural gas liquids) in the "free world" dropped from 51.6 million barrels per day (MMB/D) in 1979 to 48.6 MMB/D in 1980 and 44.7 MMB/D in 1981. Since oil production in non-OPEC countries continued to increase at a moderate rate, the entire reduction in free-world oil use was absorbed by OPEC countries. From 1979 through 1981 OPEC's oil production fell from 31.8 MMB/D to 23.5 MMB/D and its share of the oil market plunged from 61.6 per cent to 52.6 per cent. OPEC's reduced supply also caused major shifts in the distribution of oil production among its members. Iran and Iraq, locked into a war, saw their combined output sink from 6.5 MMB/D in 1979 to about 2.3 MMB/D in 1981. Major output losses were also recorded by Kuwait, Nigeria, Lybia and Algeria; Saudi Arabia, on the other hand, continued producing its cheaper oil at record levels and increased its share of OPEC production from 30.8 per cent to about 40 per cent.

The supply and demand conditions characterizing the international oil market in 1981 differed markedly from those prevailing in the early 1970s. In 1973 OPEC supplied 68.5 per cent of the oil consumed in the free world, with Saudi Arabia accounting for nearly one-quarter of OPEC output. By 1981 OPEC's share of the world oil market had dropped to about 50 per cent while Saudi Arabia's contribution to OPEC production rose to 40 per cent. Moreover, both world demand for oil and the supply of non-OPEC oil have become more responsive to changes in prices, due to a combination of technological developments, attitudinal changes and shifts in energy policy in a number of industrialized countries.

B. Future Prospects

1981 may have ushered in a new phase in a cycle of oil price changes that began in 1973.

Following the 1973 Arab oil embargo, many oil consuming countries initiated programs aimed at curbing energy consumption in general and oil use in particular. The effect of those energy-saving efforts were more noticeable over the past three years. According to a study by Petroleum Intelligence Weekly (PIW),

"The slowdown and decline in Free World oil consumption since the 1973 watershed year has stemmed overwhelmingly from conservation . . . conservation apparently accounted for about half of the slowdown in 1973-80 energy growth . . . The bulk of that, of course, came directly out of oil's share . . . In more quantitative terms, conservation apparently saved more than 900 million tonnes (6.6 billion barrels) of oil equivalent energy between 1973 and 1980." PIW also points out that "the trend discernible from these figures has clearly accelerated since the second price explosion in 1979-80. Energy consumption in the Free World's five largest

industrial markets has declined for at least six quarters in a row, with oil absorbing almost all the drop . . . Indeed, some analysts now believe that total energy consumption in the industrial world – if not in the Free World as a whole – may not appreciably exceed its 1979 high for some years to come because of conservation."[1]

The potential of conservation for reducing energy demand has not been fully exploited yet. Because conservation has a substantial cost advantage over incremental supply, and because its application has only recently become widespread, we can expect its contribution to energy demand restraint to increase in the medium term.

Part of the reduction in oil demand resulting from general improvements in the efficiency of energy use was due to pure conservation, and part to technological developments and structural changes in the economy. We notice in particular during the late 1970s a trend towards more decentralized, more energy-saving methods of production in certain sectors of the economy, the accelerated introduction of smaller, more energy-efficient automobiles, and the use of better motors and lighting fixtures. The energy savings arising from technological and structural economic changes should continue to increase throughout the remainder of this century as new products receive widespread market acceptance and the economy moves slowly towards a less centralized, less capital intensive, more energy-efficient structure.

The large oil price increases in 1973-74 and 1979-80 have improved the economic viability of alternative energy sources previously considered uneconomic and stimulated their development and use. During the 1972-80 period, for example, the United States increased the use of coal to displace oil (whose share in total energy use fell by 1.4 percentage points), while Europe and Japan relied increasingly on the use of natural gas and nuclear power to reduce oil consumption (whose share in those two countries dropped by almost 10 percentage points). Research in alternative fuels is proceeding at a rapid pace and we can expect to harvest its fruits in the form of a more diversified supply of energy within each country and in the world as a whole. As pointed out by W. M. Brown of the Hudson Institute, "For the next 20 years, significant growth is likely in the worldwide consumption of energy from sources other than oil – coal, natural gas, nuclear power, hydroelectric power. As a rough estimate, over the next two decades switching to alternative fuels may be equivalent to discovering each year a new giant oil field that would produce between 0.5 and 1.0 MMB/D."[2]

Finally it seems that the industrialized countries have entered a period of slow economic growth that is likely to last at least until the middle of the decade. This expected deceleration of the economic growth of major energy using countries will exert additional depressing effects on the demand for oil.

On the supply side, the nearly twenty-fold increase in the price of crude oil since 1972 intensified the search for new oil all over the world and even in frontier areas, such as the Arctic, when at pre-1973 prices development of potential reserves would have been uneconomic. Due to the long time lag between exploration and production, we have so far enjoyed only limited benefits from this accelerated exploration activity. The additional oil discovered, however, will add to our supplies within this century.

In a recent study, the London investment firm of Panmure Gordon and Co., has pointed out that "oil is being discovered in non-OPEC countries faster than the whole Free World, including OPEC, is using it. That is a dramatic improvement from the 1971-77 period, when non-OPEC finds were averaging only about 50 per cent of Free World consumption . . . In light of lower oil demand, the estimated life of proved Free World reserves has widened to 35.5 years this year from only 28.8 years in 1973. That is nearly back to the 1960 level of 39.2 years."[3]

The prospects for additional oil discoveries during the remainder of this decade are also encouraging. According to the new forecast by Italy's state oil company Agip, for example, "some 450 billion barrels of new oil may be found worldwide the last two decades of this century. This, plus revaluation of existing reserves and enhanced recovery, mean a total of more than one trillion barrels of oil might be added to present reserves of 652 billion. Thus the world could have a grand total of some 1.67 trillion barrels to draw from in the 1980-2000 period."[4]

The major forces acting upon the demand and supply of oil throughout this decade seem to be operating in the same direction, namely the creation of market conditions favourable to stable or even declining real oil prices.

The conclusion that real oil prices are likely to decline in the next five years has also been reached by the Saudi Arabian oil minister. In an interview with Petroleum Intelligence Weekly, Sheik Yamani stated ". . . if I want to take a guess, I would tell you that the

TABLE I–1. PRICE OF OPEC MARKER, 1979–81

U.S. Dollars

	OPEC Marker
1978 Dec.	12.70
1979 Jan.	13.34
July	18.00
Dec.	24.00
1980 Jan.	28.00
July	32.00
Dec.	32.00
1981 Jan.	36.00
Oct.	34.00*

* To be maintained constant throughout 1982.

[1] **Petroleum Intelligence Weekly**, Vol. XX, No. 46, Nov. 16, 1981, p. 3

[2] William M. Brown, "Can OPEC Survive the Glut?-", **Fortune**, Nov. 30, 1981, p. 91

[3] Petroleum Intelligence Weekly, Vol. III, No. 45, Nov. 9, 1981, p. 7

[4] Petroleum Intelligence Weekly, Vol. XX, No. 46, Nov. 16, 1981, p. 6

price of oil will be unified hopefully sometime this year, and then it will remain as it is until at least the end of 1982. Depending on the pattern of demand in December 1982, we might have a nominal increase for 1983. Same thing for 1984 and 1985 and probably 1986. But that increase will take care of either the full inflation impact, or maybe even half of the inflation in these years."[5]

The first two guesses by Sheik Yamani have become reality: OPEC oil prices were unified at the level of $ 34 U. S. per barrel in October 1981 and those official prices have been set until the end of 1982. Market conditions are likely to ensure that the remaining guesses will also materialize.

TABLE I–2. PRODUCTION OF CRUDE OIL IN SELECTED COUNTRIES, 1979 – 1981

Millions of Barrels Per Day

	1979	1980	1981	% Change 1981/1979
OPEC				
Crude Oil				
Saudi Arabia	9.5	9.9	9.8	3.2
Iran	3.1	1.5	1.3	–58.1
Iraq	3.4	2.6	0.9	–73.5
Kuwait	2.5	1.6	1.1	–56.0
Venezuela	2.4	2.2	2.1	–12.5
Lybia	2.1	1.8	1.1	–47.6
Nigeria	2.3	2.1	1.4	–39.1
Other Countries	5.5	5.1	4.8	–12.7
TOTAL	30.8	26.8	22.5	–26.9
SUBTOTAL OPEC (Including Natural Gas Liquids)	31.8	27.8	23.5	–26.1
NON-OPEC, NON-COMMUNIST				
Crude Oil				
U.S.A.	8.5	8.6	8.6	1.2
Mexico	1.5	1.9	2.3	53.3
Canada	1.5	1.4	1.3	–13.3
North Sea	2.0	2.2	2.3	4.5
Other Countries	4.2	4.2	4.4	4.8
TOTAL	17.7	18.3	18.9	6.2
SUBTOTAL NON-OPEC, NON-COMMUNIST (Including Natural Gas Liquids)	19.8	20.8	21.2	7.1
SUBTOTAL FREE WORLD	51.6	48.6	44.7	–13.4
OTHERS				
U.S.S.R.	11.4	11.7	11.8	3.5
Other Eastern Europe	0.4	0.4	0.4	0.0
China	2.1	2.1	2.0	–4.8
SUBTOTAL OTHERS	13.9	14.2	14.2	2.2
GRAND TOTAL	65.5	62.8	58.9	–10.1
OPEC'S SHARE OF FREE WORLD'S PRODUCTION (%)	61.6	57.2	52.6	

[5] **Petroleum Intelligence Weekly**, Special Supplement, Oct. 5, 1981, pp. 1-2

2. National Developments

Canadian energy developments in 1980–81 were dominated by the introduction of the National Energy Program in October, 1981; the dispute between the federal and Alberta governments over energy pricing, taxation, and revenue sharing; and the final "Agreement" reached between Alberta and Ottawa in September, 1981.

A. THE NATIONAL ENERGY PROGRAM (NEP)

a. The Price of Oil

The NEP stressed two fundamental principles of the federal government's oil pricing policy:

- a commitment to a single price for crude oil in Canada, and
- a "made-in-Canada" oil price – determined on the basis of Canada's circumstances, and the needs of Canada's economy.

The economic advantages of de-coupling domestic from international oil prices were emphasized in the NEP:

- Changes in domestic oil prices have significant effects on the distribution of income between consumers and government, and among governments. This important area of public policy cannot be left in the hands of OPEC.
- Linking Canadian to world oil prices is not necessary to stimulate energy conservation. Instead of punishing consumers with large, unexpected price changes, conservation efforts can be enhanced by a pattern of steady, predictable, future price rises.
- World prices for Canadian oil are not necessary to encourage increases in supply. The overwhelming share of Canada's current oil and gas production was found prior to the rapid rise in world oil prices that started in 1973. It is not necessary to give producers windfall gains on these reserves to encourage new discoveries.
- Raising Canadian oil prices to international levels would affect negatively Canada's competitiveness in world markets. In order to provide Canadian firms with a competitive advantage in the export market it is necessary to keep domestic oil prices below international levels.

Despite all those arguments for a "made-in-Canada" price of oil, the particular form of de-linking selected by the NEP is both partial and temporary.

New Oil. – The NEP recognized that some of the new sources of oil are not economic at conventional oil prices and offered special prices for various types of new oil.

- Synthetic oil from the oil sands will receive a "reference" price (SORP) equal to "the lesser of $ 38 a barrel, effective January 1, 1981, and escalated annually by the Consumer Price Index, or the international price."

  Oil producers using approved "tertiary recovery methods" will receive a special supplement in addition to the conventional oil wellhead price. "For a company producing a representative 15 degree crude oil through approved tertiary methods, the total wellhead price as of January 1, 1981, will be approximately $ 30 a barrel. The supplement of that date will be approximately $ 14 a barrel. The tertiary reference price will be escaped annually at the same rate as the oil sands price."
- A special, though yet unspecified, incentive pricing will also be offered to facilities which upgrade heavy crude.

It is evident from the above statements that under the NEP the price of synthetic oil (and the other special reference prices) will be Canadian-made only as long as it falls short of the international prices. After reaching the ceiling set by international prices, the level of SORP is totally determined in the world market. It is worth noting that the level of SORP in January, 1982, was set in the NEP at $ 41.85 and that the average price of imported oil landed in Montreal for the same period was approximately $ 42.50. Moreover, the OPEC countries agreed at the October 1981 meeting to hold the unified price (U. S. $ 34 per barrel) constant throughout 1982, and softening oil demand is likely to prevent further real increases in the international price of oil during the first half of this decade. Under those conditions, the schedule of reference prices contained in the NEP would become irrelevant and the price of synthetic oil in Canada dur-

ing that period would not be made in Canada, but would follow step by step the international price.

Conventional Oil. – The NEP also included a schedule of prices for conventional oil divided into three time periods.

From January 1, 1981, to the end of 1983 the price would increase by $1 per barrel every six months; during the next two years price increases would be $ 2.25 per barrel every six months. From 1986 onward, the price would be raised at the rate of $ 3.50 per barrel every six months until it reached its appropriate quality-determined level relative to the oil sands reference price.

Because the domestic price of conventional oil was so far below the international price in 1980, the schedule of price increases contained in the NEP produces a made-in-Canada price for a longer period than in the case of synthetic oil.

The Blended Price. – A unified price for all refiners in the country was achieved in the NEP through an extension of the existing system of refinery levies. "All domestic refiners will pay a new Petroleum Compensation Charge, which incorporates the Syncrude Levy, to cover the costs of oil import compensation. Revenues from this Charge will be used to pay importing refiners an amount sufficient to reduce the average cost of imported oil to the average cost of oil to Canadian refiners . . . In the process the burden of imported oil prices will have been shifted from the taxpayer to the oil consumer."

The blended price, however, is subject to a strict ceiling: its value cannot exceed "85 per cent of the international price or the average price of oil in the United States, whichever is lower." Despite the alleged de-linking of domestic oil prices, the international price of oil plays a fundamental role in the determination of the oil price to be paid by Canadians under the NEP. First it sets a ceiling on the prices of the various streams of domestic oil; second it affects the level of the Compensation Charge through its role in the upper limit to the blended price.

b. The Price of Natural Gas

The pricing policy for natural gas incorporated in the NEP serves two fundamental objectives:

- provision of adequate incentives for gas production, and
- strong encouragement for consumers to use natural gas in preference to oil.

To those ends the federal government decided to establish city-gate prices for natural gas shipped interprovincially for all centres east of Alberta. "For the three-year period commencing November 1, 1980, the price of that gas will rise 45¢ per Mcf per year."

The price of natural gas to the consumers (including the new taxes), however, would increase at a lower rate than oil prices, thus resulting in a declining ratio of gas to oil prices during the 1981–83 period.

The declining relative price of gas serves the function of stimulating the substitution of gas for oil while the equality of city-gate prices in all major centres east of Alberta helps improve the financial viability of the pipeline to the Maritimes.

c. Taxation

Stressing that it lacks the revenues necessary to fulfill its national obligations, the federal government introduced a number of new taxes and levies on oil and gas.

- A new tax on all natural gas and liquified petroleum gases (LPG) produced in Canada and sold in domestic or international markets. The level of the tax was set at 30¢ per Mcf effective November 1, 1980, and increased by a further 15¢ per Mcf on July 1, 1981, and in January of 1982 and 1983.
- A new tax on net oil and gas production revenue. Initially the tax was set at the rate of eight per cent of net operating revenues arising from the production of oil and gas. Allowance was made for an upward revision in the rate as the price of oil escalates by more than $ 2 per barrel per year.

The NEP also introduced major changes in the approach to the incentive system for oil and gas production. The depletion allowance was substantially reduced and partly substituted with a program of direct grants.

The following changes to the depletion allowance were made, effective January 1, 1981.

- For corporations, the depletion allowance for domestic exploration expenditures will be earned at 33 ⅓ per cent of qualifying expenditures, net of any incentive payments, incurred in 1981.
- Thereafter, the depletion allowance for domestic exploration expenditures outside the Canada Lands will be phased out. The rate will be reduced to 20 per cent in 1982, 10 per cent in 1983, and to zero in 1984.
- The depletion allowance for expenditures on conventional oil and gas development will be eliminated.
- The depletion allowance for approved expenditures on integrated oil sands projects, enhanced recovery projects, and heavy crude oil upgraders will be earned at 33 ⅓ per cent of qualifying expenditures, net of any incentive payments, incurred in 1981 and thereafter.
- Qualifying expenditures will be defined to exclude certain administrative and overhead costs.
- In all cases, earned depletion will be deductible up to a ceiling of 25 per cent of resource income.
- The depletion allowance will not be claimable by individuals.

The federal government recognized that the above changes in the depletion allowance, if left uncompensated, would substantially curtail the incentives for further exploration and development. To offset the reduced benefits from the depletion allowance, the federal government introduced a new system of grants to qualifying companies. Under the Petroleum Incentives Program, direct grants will be made available as follows.

- For oil and gas exploration anywhere in Canada, enterprises that are at least 50 per cent owned by Canadians, and are Canadian-controlled, will qualify for an incentive payment equal to 10 per cent of approved costs incurred in 1982 and 1983, and 15 per cent thereafter.

  Enterprises that are at least 75 per cent Canadian owned and Canadian controlled, will qualify for a 35 per cent incentive payment for approved costs

incurred in 1981 and thereafter.

- For oil and gas development anywhere in Canada, and approved capital expenditures for integrated oil sands projects, tertiary recovery projects, and heavy crude oil upgraders, enterprises that are at least 50 per cent Canadian owned, and are Canadian controlled will qualify for an incentive payment of 10 per cent of approved costs incurred in 1982 and thereafter.

  Enterprises that are at least 75 per cent Canadian owned and Canadian controlled, will qualify for a 20 per cent incentive payment for approved costs incurred in 1981 and thereafter.
- For exploration on the Canada Lands, in addition to the payments for exploration anywhere in Canada, all enterprises will qualify for an incentive payment of 25 per cent of approved costs incurred in 1981 and thereafter.

  Enterprises that are at least 50 per cent owned by Canadians, and are Canadian controlled, will qualify for a further additional incentive payment equal to 10 per cent of approved costs incurred in 1981 and thereafter.

  For enterprises that are at least 75 per cent Canadian owned and Canadian controlled, the additional incentive payment will be equal to 20 per cent of approved costs incurred in 1981 and thereafter.
- In all cases, Canadian individuals will be entitled to the same incentive payments as enterprises that are at least 75 per cent Canadian owned and Canadian controlled.

d. Canada Lands

Under the British North America Act over two-thirds of the area of this country falls within federal jurisdiction. These "Canada Lands" contain a large unexploited oil and gas potential. In order to accelerate exploration and development activity in those promising regions the federal government introduced a new set of rules for the management of Canada Lands. The main objectives of the new regime are:

- to ensure active development of oil and gas rights;
- to reserve for the Crown a 25 per cent interest in every right in Canada Lands; this interest will be exercised by Petro-Canada or some other designated Crown Corporation;
- to increase Canadian Ownership; a minimum of 50 per cent Canadian ownership – private or public sector – will be required for any production on Canada Lands;
- to ensure that a high level of Canadian goods and services is employed in oil and gas activities carried out on Canada Lands;
- to ensure that Canada receives a fair share of the economic rent.

In addition to the basic royalty of ten per cent, a Progressive Royalty will be established, based on the profitability of each producing field. Under the terms of the Progressive Incremental Royalty, the holder of a federal production licence pays the Crown a basic 10 per cent royalty, plus 40 per cent of the net annual profits derived from the oil and gas produced from the licence above a 25 per cent floor rate of return.

e. Increasing Canadian Ownership

The NEP recognized that a large proportion of the energy sector in Canada is owned and/or controlled by foreign firms. Within the current structure of the oil and gas industry a large share of higher international oil prices would accrue to foreign interests. As a means of ensuring "that more of the considerable increase in the value of Canada's petroleum reserves, occasioned by international events, accrues to Canadians", the NEP affirmed the federal government's commitment "to a significant shift in the structure of the oil and gas industry." The Canadianization program has three major goals:

- at least 50 per cent Canadian ownership of oil and gas production by 1990;
- Canadian control of a significant number of the larger oil and gas firms;
- an early increase in the share of the oil and gas sector owned by the Government of Canada.

f. Reduction in the Share of Oil in Total Energy Use

A major goal of the federal government's energy policy is *to reduce the use of oil in each of the residential, commercial and industrial sectors in every province to no more than 10 per cent of the total energy used in those sectors.*

Achievement of that goal would reduce oil consumption in Canada by about 400,000 barrels per day, thus nearly eliminating the need for oil imports during the next five years.

The objective of reducing oil consumption will be pursued through a number of programs:

- a program of taxable grants for the conversion of space heating systems from oil to gas, electricity, renewable and other energy sources;
- a commitment to the extension of the natural gas pipeline to Quebec and the Maritimes;
- a commitment to an increased role for renewable energy through the expansion of existing programs and the establishment of a new energy corporation, Enertech Canada, with a mandate to stimulate and support commercial production of renewable energy and conservation technology;
- the introduction of an enhanced conservation program in provinces and territories where neither natural gas nor reasonably-priced electricity is available as an alternative to oil.

B. THE 1981 OTTAWA-ALBERTA AGREEMENT

a. Prelude

The Province of Alberta rejected the oil and gas pricing regime proposed by the federal government in the NEP. To express its opposition to the NEP, the Alberta government introduced a plan for a series of periodic cutbacks in oil production until a new agreement on oil and gas prices was reached. Negotiations between the two governments took place during most of 1981 and culminated in the Memorandum of Agreement relating to Energy Pricing and Taxation of September 1, 1981. The terms of the Agreement, which commenced on September 1, 1981, and will expire on December 31, 1986, include the following elements:

b. The Price of Oil

The principle of a "made in Canada" oil price was maintained in the new pricing system, but the price levels differed considerably.

New Oil. – In the NEP, world prices were granted only to the production of synthetic oil from oil sands (excluding current production from Suncor), with a special price supplement offered to oil extraction using tertiary enhanced recovery methods. In the Agreement, however, the definition of new oil qualifying for world prices was expanded to include:

- oil from pools initially discovered after December 31, 1980;
- incremental oil, recovered from pools or portions of pools subject to enhanced recovery schemes commencing operations after December 31, 1980;
- crude bitumen obtained from experimental and non-integrated oil sands projects commencing operations after December 31, 1980;
- synthetic oil (including existing Suncor and Syncrude production);
- oil from Canada Lands.

The Canada-Alberta Agreement contains a New Oil Reference Price (NORP), which forms the basis for the calculation of the actual price of new oil, as defined above. According to that schedule, the price of new oil would be set at $ 47.30 per barrel on January 1, 1982, would be increased semi-annually by a specified amount, and would reach the level of $ 79.10 per barrel on July 1, 1986.

As under the NEP, the NORP schedule is subject to a ceiling, determined by the level of international oil prices. In particular,

- the NORP (adjusted to the average quality of imported crude oil laid down at Montreal) will not exceed 100% of the actual international price of oil;
- prices for oil of particular qualities will not consistently exceed the prices of international oil of equivalent qualities, compared at Montreal.

In order to provide for a proper comparison with international oil prices, the Agreement proposed that the price of new oil will include from the outset, e.g. beginning on January 1, 1982, appropriate quality differentials, set bi-annually by the Government of Canada following cosultations with the governments of the producing provinces.

Conventional Old Oil. – For the purpose of the pricing agreement conventional "old oil" refers to "oil recovered from a pool initially discovered prior to January 4, 1981".

For old oil, so defined, the Governments of Canada and Alberta agreed on the following schedule of increases in the field price:

- an initial increase of $ 2.50 per barrel on October 1, 1981. This increase brings the field price of conventional oil to the level of $ 21.25 per barrel;
- two increases of $ 2.25 per barrel in 1982, the first on January 1 and the second on July 1;
- a series of semiannual increases of $ 4.00 per barrel, beginning on January 1, 1983 and ending on July 1, 1986.

The above schedule of price increases is subject to the condition that "the overall average field price of conventional old oil plus transportation costs to Montreal, adjusted for quality, will not exceed 75% of the actual international price of oil." The international price of oil is defined as "the average cost of imported crude laid down at Montreal as determined by the Petroleum Compensation Board."

The schedule of price increases agreed upon by the Governments of Canada and Alberta, therefore, is applicable only when the price of conventional oil delivered at Montreal is less than 75% of the delivered price of imported oil at Montreal. After the ceiling is reached, increases in the price of domestic oil are effectively governed by the escalation of imported oil prices.

Domestic conventional oil is of superior quality than imported oil, in terms of density and sulphur content. In order to ensure a meaningful price comparison between the two sources of oil, it is necessary to eliminate quality variations through the use of appropriate quality-related differentials. As in the case of new oil, a schedule of quality differentials was applied also for conventional old oil. The increase in quality adjustments for conventional old oil is not immediate but will be phased in so that for every $1 per barrel increase in the average field price, the quality adjustment for both density and sulphur will increase by $ 0.02 per barrel.

It must be pointed out, however, that the quality adjustment becomes relevant only when the domestic price of conventional old oil is in the neighbourhood of the ceiling and a meaningful comparison with the international price, free of quality differentials, is necessary.

Petroleum Compensation Charge (PCC). – In the Agreement as under the terms of the NEP, the PCC serves as the mechanism that ensures a unified price of crude oil across the country. In the NEP, however, there were no restrictions on the amount of the levy that the federal government could charge. The NEP in fact expressed the hope that the PCC might become a new source of revenue for the federal coffers. In the Agreement, the Government of Canada has expressed the intention "to set the level of PCC so as to leave no revenue in excess of the amount required to finance oil import compensation and oil qualifying for the New Oil Reference Price, over the period 1981-86".

The Blended Price. – Since the petroleum compensation charge is set at such a level as to fully cover the cost of the subsidy for imported oil and domestic new oil, the blended crude oil price can be calculated as a weighted average of the price of the different oil sources. Specifically,

(1) Blended Price $= P_1 (W_1) + P_2 (W_2) + P_3 (W_3)$

Where P_1 = price of conventional old oil, delivered at Montreal

P_2 = price of new oil, delivered at Montreal

P_3 = price of imported oil, delivered at Montreal, adjusted for quality

W_1, W_2, W_3 = relative shares of conventional old oil, domestic new oil, and compensable imports in total oil consumption, respectively.

When the price of conventional old oil reaches 75% of the international price, and new oil reaches 100%, the formula for the blended domestic price reduces to

(2) Blended Price $= .75\ aP_3 (W_1) + bP_3 (W) + P_3 (W_3)$ and finally,

(3) Blended Price $= P_3 (.75\ aW_1 + bW_2 + W_3)$ where

a = quality differential adjustment for conventional old oil, with a > 1, and

b = quality differential adjustment for NORP oil, with b>1.

According to formula (3), the blended price of domestic oil, after the price ceilings have been reached, depends exclusively on the price of imported oil delivered at Montreal and the relative shares of conventional old oil, new oil, and imported oil in total oil consumption. The number in brackets provides the ratio of the blended domestic price to the international price for oil of equivalent quality.

c. The Price of Natural Gas

Unlike the NEP, where the price of natural gas was set at the city gates, the Agreement provides that "natural gas destined for domestic markets east of Alberta shall be priced at the Alberta border. The Alberta border price in effect of September 1, 1981, shall be increased by 25¢ per Mcf commencing February 1, 1982, and thereafter shall be increased by 25¢ per Mcf every six months."

In order to facilitate the expansion of natural gas markets in provinces east of Alberta, it was agreed that the Government of Alberta will make Market Development Incentive Payments to the Government of Canada. Those incentives payments, however, will be used only to subsidize

- gas transmission utilities to assist in the extension of gas transmission systems into new domestic market areas east of Alberta,
- gas distribution utilities to obtain new domestic markets east of Alberta.

The amount of those payments from Alberta will be equal to the product of

- thirty per cent of the Alberta border price which was in effect at the end of the quarter in respect to which payment was made; and
- the quantity of "new gas" purchased in that quarter for domestic markets east of Alberta, as measured at the Alberta border.

These incentive payments will be calculated, administered and paid by the federal government.

d. Taxation

The Agreement contains the following revisions to the taxation regime proposed in the NEP:

- the tax on exports of natural gas is eliminated; the tax on the exports of LPGs however is kept unchanged;
- the Petroleum and Gas Revenue Tax rate is raised from 8 per cent to 16 per cent. The tax base, however, is reduced through the introduction of a new resource allowance, equal to 25 per cent of production revenue;
- a new Incremental Oil Revenue Tax is introduced effective January 1, 1982. That tax will be imposed at a rate of 50 per cent on incremental old oil revenues after deductions of related Crown royalties. As explained in Schedule D of the Agreement, "Incremental revenue is the difference between the actual revenue received by a person with an interest in production and the revenue which would have been received under the NEP price schedule."

C. OIL PRICES UNDER THE NEP AND THE AGREEMENT

a. Crude Oil

The Agreement contains a schedule of semi-annual increases in the wellhead price of conventional oil exceeding those in the NEP. Moreover, the Agreement expands considerably the definition of oil eligible for NORP prices and eliminates the ceiling on the blended price. As a result the blended price under the Agreement generally exceeds the corresponding price in the NEP. For example, the July 1982 blended price ($ 34.64) exceeds by approximately $ 5 per barrel the price that would have existed under the NEP, other things remaining constant. For the future, the excess of the blended price under the Agreement as compared to the NEP will depend upon the pattern of international oil prices and the distribution of oil supply in Canada (i.e. relative shares of conventional old oil, NORP oil and imported oil.)

b. Refined Petroleum Products

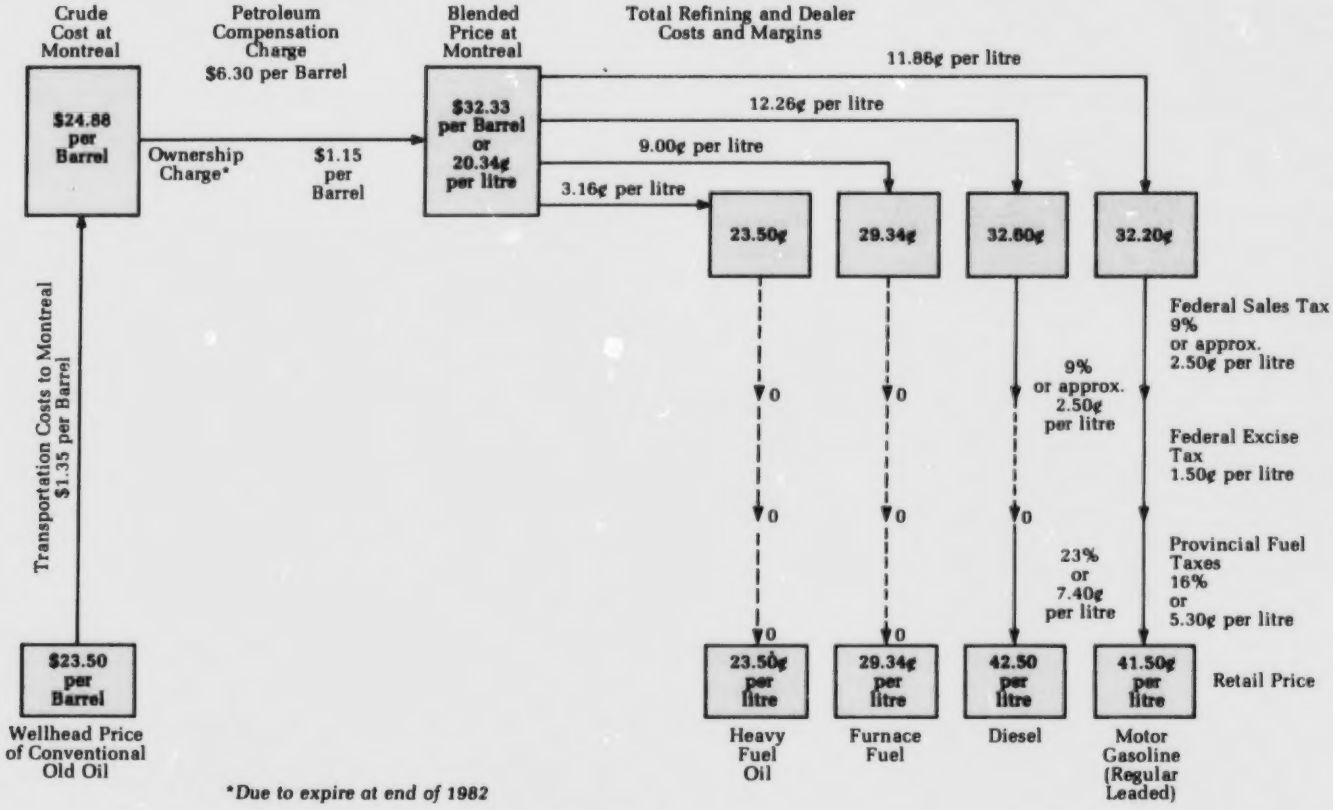
The relationship between crude prices and the retail price of refined petroleum products is shown graphically in Figure 1. We notice by inspection that the price of petroleum products is made up of the blended price of crude oil (the crude cost to the refineries), plus refiners and dealers costs and margins, plus federal levies where applicable, plus provincial fuel taxes where applicable. For example, in March of 1982 crude cost accounted for 49.0 per cent of the retail price of regular leaded gasoline in Saint John; costs and margins added 28.0 per cent; federal levies contributed 9.6 per cent, and provincial taxes 12.8 per cent.

How would those prices change in the future as a result of the Agreement? A forecast of future oil product prices consistent with the crude oil prices in the Agreement was prepared by the federal Department of Energy, Mines and Resources (EMR). According to the EMR forecast gasoline prices would rise to $ 1.94 per gallon in March 1982 and reach $ 3.51 per gallon by the end of 1986; similarly, heating oil would increase by $ 1.21 per gallon from the Spring of 1982 to the end of 1986 moving from $ 1.36 to $ 2.57 per gallon.

The federal forecast was prepared before the trend towards substantially lower oil consumption in industrial countries began to exert downward pressure on international oil prices. Since the time of the Agreement, oil production in the OPEC countries has dropped by about five million barrels per day, the OPEC unified "marker" price fell to U.S. $ 34 per barrel, and the spot price of Mideast light crude plunged by U. S. $ 4 per barrel reaching $ 28 per barrel in March 1982. The federal forecast therefore tends to overestimate the rate of growth of international oil prices over the next five years. In the absence of a revised version of the EMR forecast, the Energy Secretariat has prepared a preliminary forecast of refined petroleum product prices for the period 1982-86. It must be stressed that this forecast is based on an interpretation of future events based upon available information at the time of writing, and on the assumption that the terms of the Agreement will not be substantially altered.

According to the Energy Secretariat's forecast, shown in Table 3, during the period 1982-86 the price of regular leaded gasoline will increase from $ 1.81 per gallon to $ 2.58 per gallon; the price of diesel will rise by 38 per cent reaching $ 2.61 per gallon in 1986; and the price of furnace fuel will steadily edge upward, moving from $ 1.34 per gallon to $1.86 per gallon.

FIG. I-1. DETERMINATION OF THE PRICES OF MAIN REFINED PETROLEUM PRODUCTS, MARCH 1982 (SAINT JOHN, N.B.)



Due to expire at end of 1982

TABLE I–3. PRICES* OF SELECTED REFINED PETROLEUM PRODUCTS 1982–86 (SAINT JOHN)

	Regular Leaded Gasoline		Diesel		Furnace Fuel	
	¢ per litre	$ per gallon	¢ per litre	$ per gallon	¢ per litre	$ per gallon
1982	41.60	1.89	42.79	1.95	29.44	1.34
1983	46.28	2.10	48.03	2.18	32.97	1.50
1984	50.72	2.31	52.71	2.40	36.32	1.65
1985	53.58	2.44	55.72	2.53	38.48	1.75
1986	56.81	2.58	59.18	2.69	40.91	1.86

* Average prices for the calendar year.

3. Provincial Developments

A. OIL

Conventional Oil – The Province of New Brunswick introduced in 1980 more stringent lease and license regulations designed to stimulate exploration. A serious exploration commitment has already been made by an interested firm. This firm is currently assessing a 760 kilometre vibroiseis program carried out in the summer of 1981, is planning further seismic tests, and will probably initiate a drilling program in the near future.

Additional seismic exploration work has been carried out in the Bay of Fundy over the past two years, but a potential drilling site is yet to be located.

Oil Shale – In 1981 the Province put out for tender nine blocks averaging 29,000 hectares in size. Bids were received only for one block and exploration on that block will commence in 1982.

The previously held licence to search was converted to a development permit in the Albert Mines area.

B. COAL

With the introduction of a new policy in 1980, coal was withdrawn from prospecting and staking, but individual blocks of land will be periodically released for exploration. The New Brunswick Electric Power Commission (NB Power) was granted a 60-day first right of refusal on each block. If that option is not exercised, the block will be put up for bid by the private sector. NB Power exercised its option on the first block in January 1982.

As a result of a systematic drilling program carried out by N. B. Coal Limited, the Department of Natural Resources has revised its estimates of coal reserves in New Brunswick.

As shown in Table I-4, New Brunswick possesses 23 million short tons (MMT) of proven Coal reserves, and additional 47 MMT of indicated and potential reserves.

C. FUEL PEAT

Based on preliminary compilations, there are approximately 140,000 hectares of peatlands in New Brunswick. About 132,500 have been surveyed by the peatland inventory of N.B. Natural Resources. The peatlands not investigated include 4,500 hectares in Kouchibouquac National Park and an estimated 3,000 hectares which were less than 25 hectares in size. The surveyed area comprises a volume of 2.4 billion in situ cubic metres of peat.

Peatlands composed mainly of poorly humified peat have high potential for horticultural purposes. Peatlands comprised mainly of well humified peats have potential for fuel pruposes. A large portion of the volume of peat must be considered non-recoverable for utilization due to: shallow peat depths; total area of the deposit too small to warrant development; drainage problems; unsuitable peat quality; surface cover too dense for economic removal; existing utilization for other purposes, e.g. agriculture, wildlife habitat; ownership restrictions.

In Finland it is optimistically estimated that a maximum of 30% of the peat resource is recoverable. For New Brunswick, that figure implies that 630 million cubic metres of peat would be recoverable. If 40% of the peatlands comprising this volume are suitable for fuel purposes, then 252 million cubic metres of fuel peat would be available. This is equivalent to approximately 40 million tonnes of peat at the 50% moisture content normally attained with conventional mining techniques.

D. ELECTRICITY

During 1980-81 the New Brunswick Electric Power Commission (NB Power) continued its efforts to reduce New Brunswick's dependence on imported oil and strengthen the regional network of interconnections.

TABLE I–4. COAL RESERVES IN NEW BRUNSWICK, 1981

(Millions of Short Tons)

Area	Proven	Indicated	Potential	Total
Minto	6	14	20	40
Beersville	15	5	—	20
Lake Stream	2	8	—	10
Total	23	27	20	70

TABLE I–5. RESERVES OF FUEL PEAT IN NEW BRUNSWICK, 1981

Approximate Extent of Peatlands	140,000 hectares
Total Volume of Peat	2,100 million m^3
Recoverable Peat (30% of total)	630 million m^3
Recoverable Fuel Peat (40% of Recoverable Peat)	252 million m^3 or 40 million tonnes

A new 200 MW coal fired generating station at Dalhousie was added in 1980 and the last 100 MW hydro unit at Mactaquac was completed in the same year. Those additions to generating capacity will increase the use of provincial energy resources, stimulate employment in the coal industry and help stabilize electricity costs.

Significant progress was made at the 630 MW Point Lepreau nuclear generating station, including completion of the pumphouse and the intake and outlet structures for the cooling water system, installation of the turbine generator, and running of the two major heavy water systems. Work on the retubing phase of the steam generators, which involved replacing 3,550 tubes in each of the four units, was completed late in 1980.

By the end of 1981 construction at Point Lepreau was virtually complete and commissioning and testing operations were well advanced. In addition to the successful boiler rebuild completed in February, a related agreement resulting in additional Federal financial support for the construction and operation of the Point Lepreau Generating Station was completed.

In 1980 a new 345,000 volt interconnection extending between Salisbury, New Brunswick, and Onslow, Nova Scotia, was officially opened. The new interconnection, the largest of three electrical links between NB Power and the Nova Scotia Power Corporation, greatly increases the electrical transfer capability between the two utilities and reduces the amount of reserve generation capacity required on both systems.

In August of 1981, NB Power and Martitime Electric (PEI) Limited signed a 30-year contract for the sale of ten per cent ownership in the Dalhousie 2 Generating Station. The sale to Maritime Electric (PEI) Limited provides an economic source of capacity and energy to Prince Edward Island. NB Power supplies PEI with nearly 100% of its electrical requirements.

An existing international contract with Maine Electric Power Company (MEPCO) related to the Coleson Cove thermal generating station was amended to the satisfaction of NB Power, MEPCO, and the Federal Government. This amendment was made necessary by the elimination on the part of the Federal Government of the subsidy on oil used to generate electricity for export under this contract.

In 1980 a contract between the Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company and NB Power for the sale of 100 MW of power from Point Lepreau was signed. This is a six-year contract with an option for up to three more years. In addition, an agreement was signed with the Boston Edison Company for the sale of 100 MW of power from Point Lepreau and a further five megawatt entitlement agreement for power from Point Lepreau was reached with Eastern Maine Electric Cooperative.

The application to export up to 335 MW (53 per cent of rated capacity) from Point Lepreau and other interconnection authorizations were reviewed by the National Energy Board (NEB) during Hearings held in Fredericton in late November 1981. The NEB has given approval for the export of power from Point Lepreau to fulfill these contracts.

E. CONSERVATION AND RENEWABLE ENERGY

The Province of New Brunswick is actively involved in the promotion of conservation and renewable energy. Through a variety of programs – some entirely financed by the Province and others jointly sponsored with the Federal Government – the Government of New Brunswick offers financial incentives to individuals, homeowners, firms and institutions interested in improving the efficiency of energy use and developing renewable sources of energy. The fundamental objective of those programs is to lower the growth of energy consumption, lessen the Province's dependence on imported oil, improve the contribution of renewables to total energy supply, and stimulate the development of provincial energy sources.

a. Programs Funded Exclusively by the Province

– Home Energy Conservation Loan Program (HECL)

This is a loan program which is administered by the New Brunswick Electric Power Commission and the three municipal electrical utilities in Saint John, Edmundston and Perth-Andover. Low interest loans of 7½% from $ 100 to $ 1,000 repayable in up to three years, are available to homeowners to cover the purchase and installation of insulating materials, storm windows and doors, attic ventilating equipment, vapour barriers, weatherstripping, caulking and associated electrical and building materials such as wiring for ventilating equipment and framing for insulating basement walls. All work must be done to CMHC or CSA standards.

HECL has received excellent public participation. During the first four years of its existence, 1978 through 1981, a total of 16,428 applications were approved for a value of $ 13 million.

– Homeowner Energy Conservation Grant (HECG)

This energy conservation grant program provides $ 500 to homeowners building new houses according to the Energy Conservation Requirements of the New Brunswick Housing Corporation. Applications will only be considered from the first owner and occupant of a new house. The house must be a detached, semi-detached, duplex or row housing unit. Canadian Standards Association approved mobile homes which meet the Energy Conservation Requirements will also qualify.

– Mobile Energy Audit Program (MEAP)

The Province has been assisting the industrial, commercial and institutional sectors in identifying their energy consumption through the Mobile Energy Audit Program since August 1978. This service provides energy-use audits free of charge to all industrial, commercial and institutional organizations in New Brunswick. Clients are advised on the

areas of potential energy savings and the expected cost savings. The M.E.A.P. program is administered by the Research and Productivity Council under the direction of the Energy Secretariat.

The energy audits are performed by a two-member audit team. The energy auditors first review the client's energy bills paid during the past two years. Then a walk-through is performed in which the auditors perform a visual inspection of the building and note areas of potential energy savings. Finally, the auditors prepare a summary of opportunities that they have identified for reducing energy consumption and decreasing energy costs. The audit team then discusses these findings with the energy co-ordinator or plant manager.

In the year 1981, 300 energy audits were completed representing a total annual energy bill of $ 22.8 million for New Brunswick firms. The average potential energy savings identified in 1981 was 21.7%. Typical areas of savings were: insulation of heated storage tanks, use of energy-efficient lighting, improved boiler efficiency, waste-heat recovery, reduced air-infiltration, destratification of space heating, electrical load management and the use of air-lock entries.

Since the Program's inception more than 700 energy audits have been conducted throughout the Province. This has resulted in an identified potential energy savings of $ 6.4 million. There is a continuing strong demand for the audit program.

– ***Solar Radiation Monitoring Program***

Within the past year, the Province has made significant progress in implementing a network of monitors for measuring solar radiation at various locations throughout the Province. The first two such monitoring stations were installed at the Federal Fisheries Research Laboratory in St. Andrews and the Community College in Campbellton. Solar radiation is being measured at three angles at each location as compared to the historical measurement of only horizontal radiation. For the two existing stations data is being measured at 0°, 45° and 90° from the horizontal.

The results of the solar radiation measurements are recorded on magnetic tape by the solar radiation data logger. Approximately one months' worth of solar data can be stored on each magnetic tape.

The magnetic tapes for each site are sent monthly to the data processing centre at the University of New Brunswick in Fredericton. The tapes are read, the data is screened for accuracy and then the insolation data is written to 9 track computer tape. Finally, reports are printed of solar insolation for the angles, time and location of interest. Architects, engineers, solar designers and others who are interested in obtaining improved solar radiation data will shortly be able to obtain copies of insolation reports upon request from the Energy Secretariat.

In the coming year, it is planned to add several monitoring stations to the two existing ones. Further refinements will be added to the reporting system and formal distribution lists will be prepared for recipients of the insolation reports.

b. Joint Federal-Provincial Programs

– ***Canada-New Brunswick Conservation and Renewable Energy Demonstration Program***

In January 1980 the Province of New Brunswick and the Federal Government signed the Canada-New Brunswick Conservation and Renewable Energy Demonstration Agreement. The Agreement, which runs until the end of March, 1984, provides funds for the development, demonstration and commercialization of energy conservation and renewable technologies. The Federal Government will provide $ 9 million toward the cost of the program and the Province will contribute $ 2.25 million for a total program funding of $ 11.25 million. The fundamental objectives of the program are:

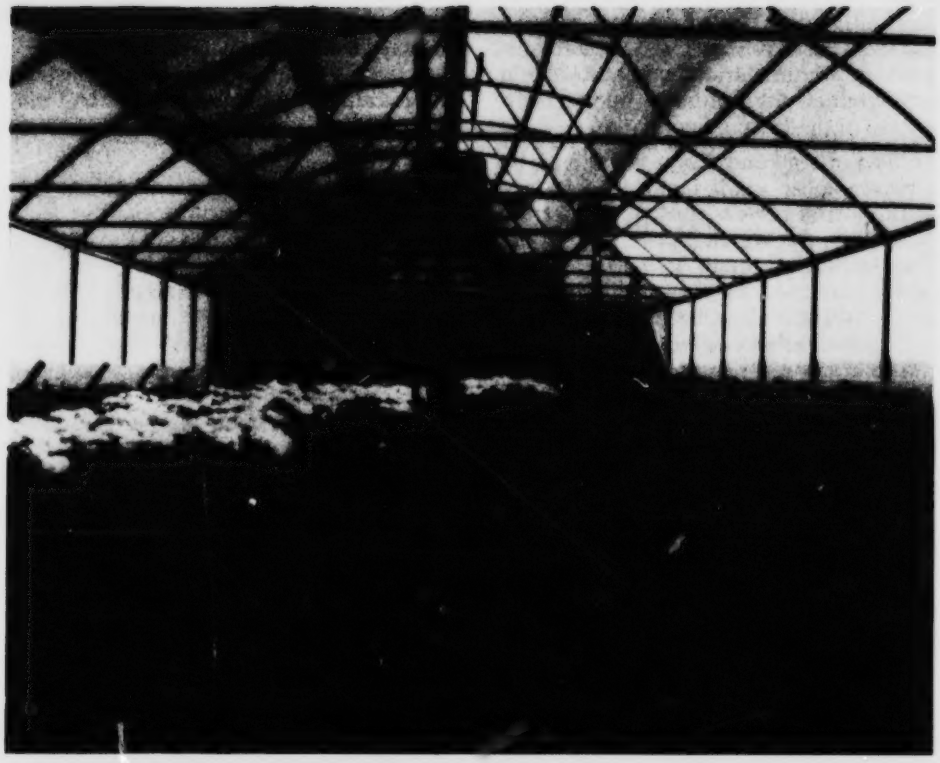
- to develop, demonstrate and encourage the commercialization of technologies which exploit renewable energy resources and conserve energy or make its use more efficient,
- to develop public awareness of renewable energy and energy conservation technologies through practical demonstration and publicity, and
- to encourage the adoption of the demonstrated technologies throughout New Brunswick and across Canada.

By the end of March 1982, 42 projects had been approved, including four solar energy demonstrations, eight wood energy related projects, five single family energy efficient homes, five industrial waste heat recovery demonstrations, and twenty energy conservation demonstration projects. In addition, a Small Scale Demonstration Program, introduced in 1981, will fund up to 50 projects demonstrating various conservation and renewable energy technologies valued at less than $ 8,000 each.

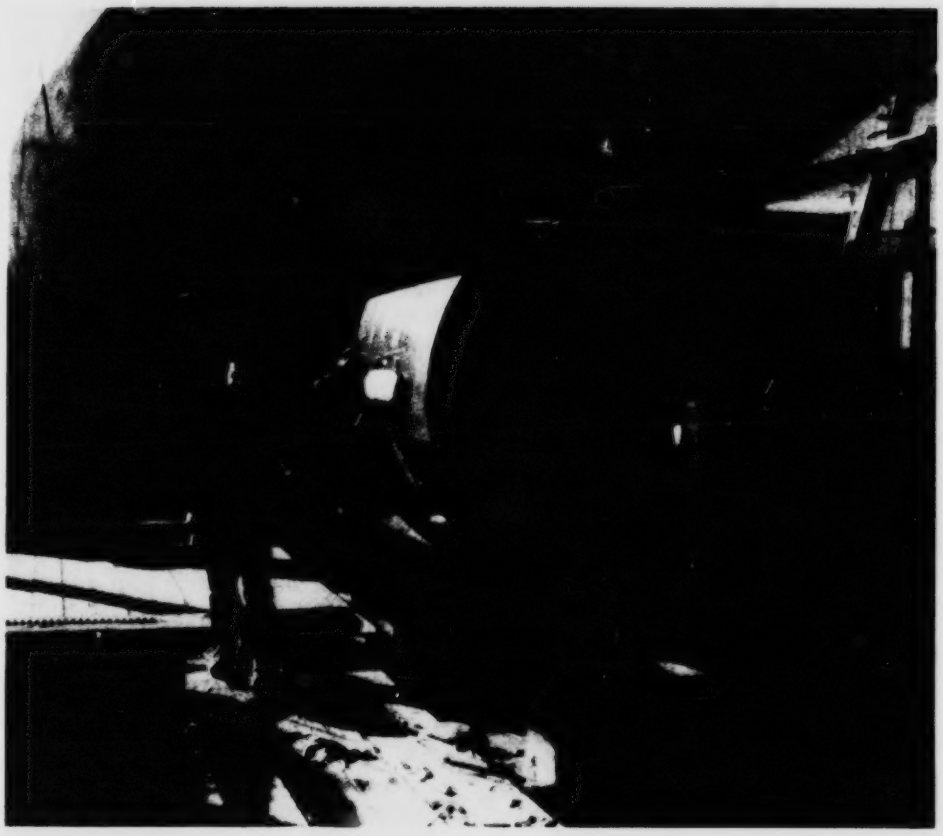
Of particular interest among the projects approved so far are: a project to demonstrate the retrofit of a standard fire-tube boiler for continuous woodchip combustion in a greenhouse operation; a project to introduce energy education material in the high school general science curriculum; a project to demonstrate the energy-efficient retrofit of three ice arenas located around the Province; a project designed to demonstrate energy-efficient new home construction featuring a tight vapour-barrier, high levels of insulation air to air heat exchanger, and optimum glazing.

Beginning in 1981 the Energy Secretariat was able to provide increased support to applicants concerning the "Energy Systems Performance Monitoring" and "Information Transfer" requirements for each project proposal. Official openings were held for the Conserver House in Fredericton, the McRae passive solar Cordwood House in Campbellton, the United Church energy-efficient cottages in Sackville, the NB Power/Department of Natural Resources aquaculture project at the Grand Lake generating station, and Brookdale Nurseries wood chip boiler. Individual project summary sheets were prepared and distributed at official openings, workshops and seminars.

Brookdale Nurseries of Newcastle is demonstrating the benefits of using wood chips to heat its greenhouses. Costing $86,756, the retrofitted wood chip burner should provide a net saving of $30,000 a year, and a return on investment of under 3 years.

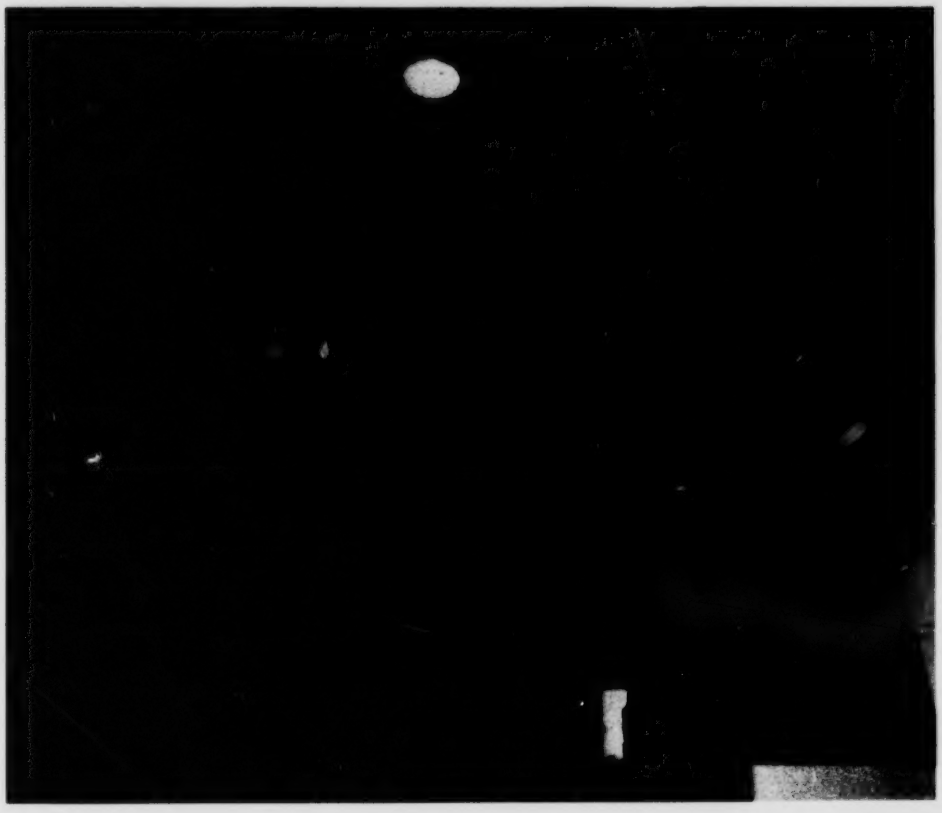


Pamphile Légère of Caraquet has installed a Kort Nozzle and Propeller on his wooden fishing trawler expecting to reduce his fuel consumption by 15-20%. It is expected that over 45,000 litres (10,000 gallons) of fuel oil worth $14,000 should be saved annually, resulting in a payback on the $22,000 investment of under 2 years.



The arenas of Saint Leonard, Riverview and Lamèque are being retrofitted to demonstrate the significant savings which could be realized in most of the province's 83 ice arenas. The retrofit package in each arena includes the use of heat recovery equipment, modifications to the lighting, and the installation of light dimming systems. Since annual savings for the three arenas are expected to be about $27,000, the equipment and installation should be paid back in a little over 6 years.

Jiffy Products Ltd. of Shippagan has installed an air-to-air heat exchanger designed to capture warm air from the ceiling of the machine room and from flower pot dryer exhausts, and recycle it back into the dryers and the building. About 88 per cent of otherwise wasted heat will be recovered, resulting in annual savings of $22,000.



PART II
NEW BRUNSWICK ENERGY STATISTICS 1980-81

A. Summary

a. Summary of Major Trends in Energy Consumption

Led by a large reduction in the use of refined petroleum products, the consumption of energy in New Brunswick experienced a moderate decline in 1981. From 1979 through 1981 gross energy use fell by 4.7 per cent moving from 224,218.8 TJ to 213,706.2 TJ (or from 36.6 million barrels of oil equivalent (BOE) to 34.9 million BOE). At the end-use level, energy consumption declined in both the past two years, with net energy use falling by 0.7 per cent in 1980 and by an additional 5.5 per cent in 1981. During the same period per capita energy consumption declined by 5.2 per cent, dropping from 0.3238 TJ (52.9 BOE) to 0. 3068 TJ (50.1 BOE).

The largest proportion of total energy consumption was satisfied by non-renewable sources, with a share of 77.4 per cent in 1981. Renewable sources of energy i.e., hydorelectric power, plus wood and wood residue – satisfied 22.6 per cent of New Brunswick's energy requirements in 1981. The distribution of energy use by primary source, however, has changed significantly during the past two years. The relative contribution of hydro, wood and wood residue, and coal plus natural gas, to total energy use increased at the expense of crude oil and refined petroleum products whose share fell from 77.4 per cent to 71.9 per cent.

The distribution of energy consumption by end-use energy form has also changed during the past two years. From 1979 through 1981 the share of crude oil and refined petroleum products fell from 68.5 per cent to 64.2 per cent, while the relative contribution of wood plus wood residue and electricity increased from 9.5 per cent and 20.7 per cent respectively to 11.0 per cent and 23.6 per cent.

TABLE II–1. CONSUMPTION* OF ENERGY IN NEW BRUNSWICK, 1973 – 1981

(Total and per Capita)

Year	Population	Consumption of Energy				Consumption of Energy Per Capita			
		Gross Energy		Net Energy		Gross Energy		Net Energy	
		TJ	000s BOE	TJ	000s BOE	TJ	BOE	TJ	BOE
1973	647,100	184,801.4	30,198.2	172,672.9	28,216.2	.2856	46.7	.2668	43.6
1974	653,600	200,980.2	32,841.9	186,996.2	30,556.8	.3075	50.2	.2861	46.8
1975	665,200	191,972.6	31,370.0	176,652.8	28,866.6	.2886	47.2	.2656	43.4
1976	677,250	203,013.6	33,174.2	188,734.3	30,840.8	.2998	49.0	.2788	45.6
1977	684,200	204,689.2	33,448.0	187,537.4	30,645.2	.2992	48.9	.2741	44.8
1978	689,100	212,112.4	34,661.0	189,244.7	30,824.2	.3078	50.3	.2746	44.9
1979	692,500	224,218.8	36,639.3	206,016.8	33,664.9	.3238	52.9	.2975	48.6
1980	696,300	228,864.7	37,398.5	204,512.3	33,419.1	.3287	53.7	.2937	48.0
1981	696,400	213,706.2	34,921.4	193,305.3	31,587.8	.3068	50.1	.2776	45.4

* Total Energy Use.

NOTE: This Table contains a revision of columns 2, 8 – 11 of Tables I – 1 in Energy Secretariat's **New Brunswick Energy Statistics 1973–79**.

FIG. II-1. CONSUMPTION OF ENERGY 1973-1981
Barrels of Oil Equivalent (BOE)

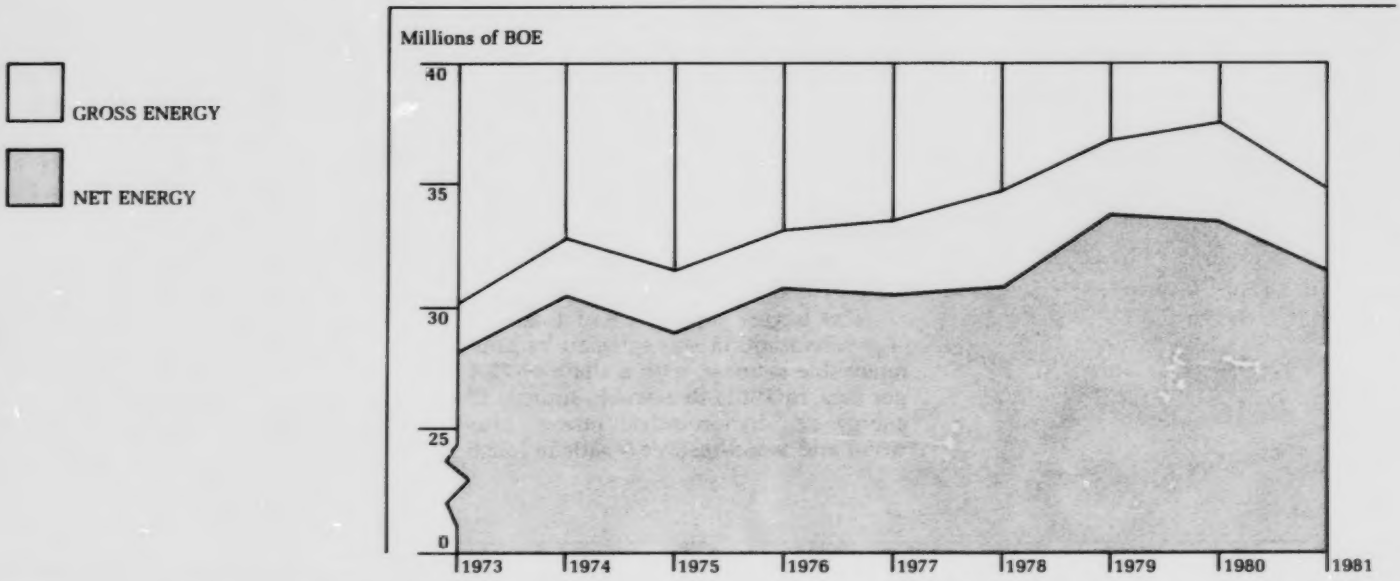


FIG. II-2. PERCENTAGE DISTRIBUTION OF ENERGY CONSUMPTION BY PRIMARY ENERGY SOURCE, 1981

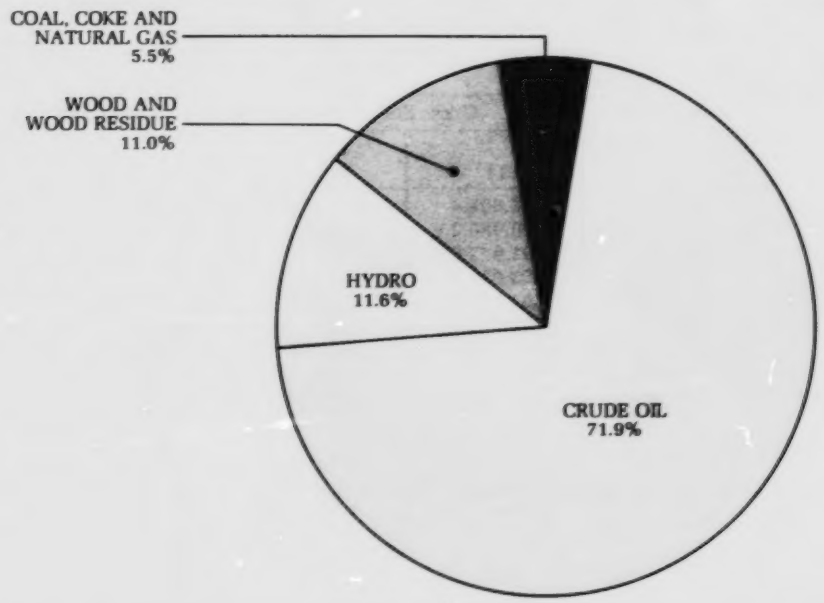
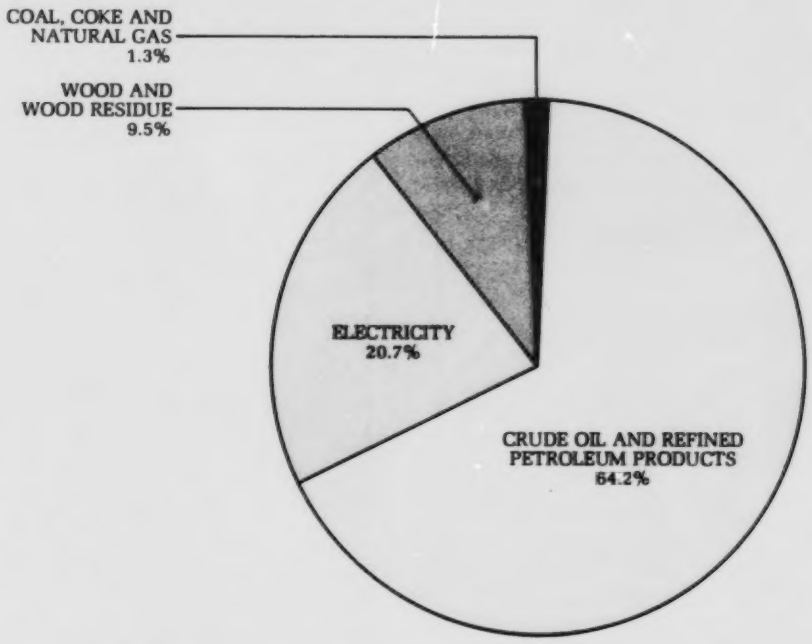


FIG. II-3. PERCENTAGE DISTRIBUTION OF ENERGY CONSUMPTION BY END-USE ENERGY FORM, 1981

A. GROSS ENERGY



B. NET ENERGY

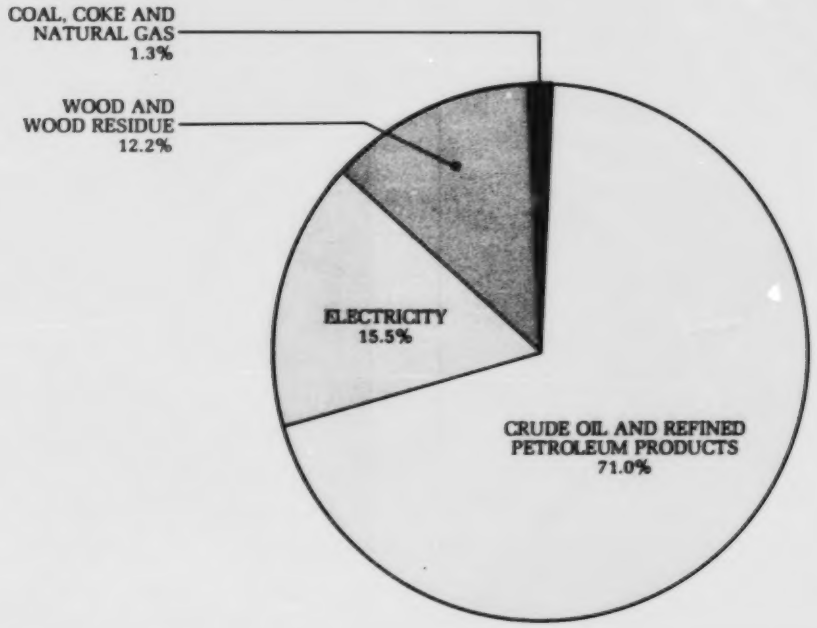
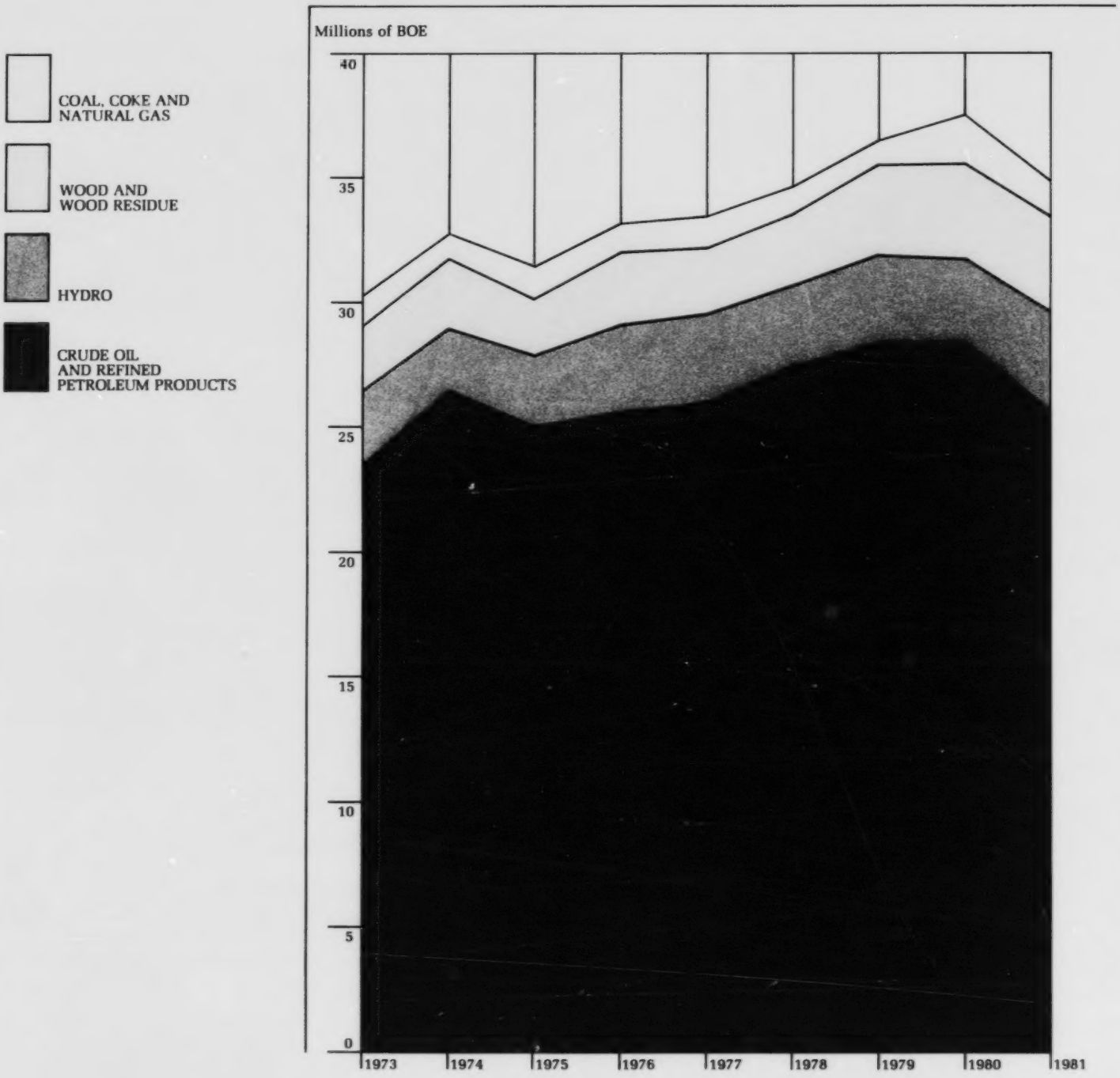


FIG. II-4. DISTRIBUTION OF ENERGY CONSUMPTION BY MAJOR PRIMARY ENERGY SOURCE, 1973-1981
(Gross Energy in Barrels of Oil Equivalent)



b. Summary of Major Trends in Energy Production

The production of energy in New Brunswick increased by 19.1 per cent during the past two years, moving from 7.8 million BOE in 1979 to 9.3 million BOE in 1981. The largest increments were recorded by coal (53.3 per cent) and hydro (24.1 per cent).

In 1981 the largest contribution to total provincial energy production was made by the wood and wood residue group with 45.9 per cent, followed by hydro electricity with 29.0 per cent and coal with 24.9 per cent. Renewable sources of energy (hydro plus wood and wood residue) made up three quarters of total provincial energy production in 1981.

c. Provincial Energy Self-Sufficiency

During the 1979-81 period, New Brunswick was self-sufficient (i.e. it produced all it consumed) in natural gas and wood, and produced a surplus of coal and wood residue. The provincial production of crude oil, however, was insignificant compared to consumption.

In 1981 the total production of energy in New Brunswick offered the potential to satisfy 26.5 per cent of the provincial energy requirements.

FIG. II-5. DISTRIBUTION OF ENERGY PRODUCTION BY PRIMARY ENERGY SOURCE, 1973-1981
Barrels of Oil Equivalent (BOE)

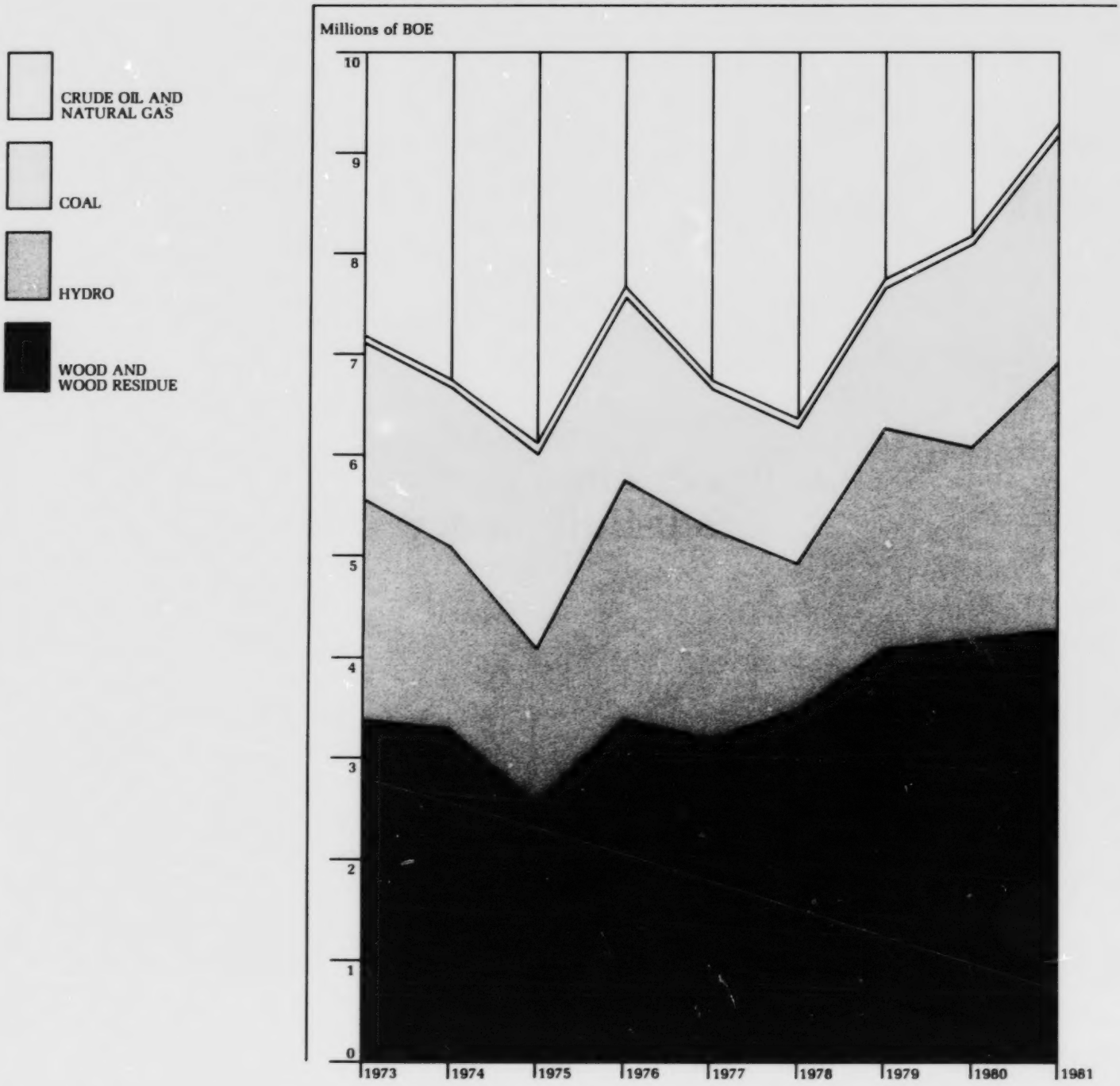
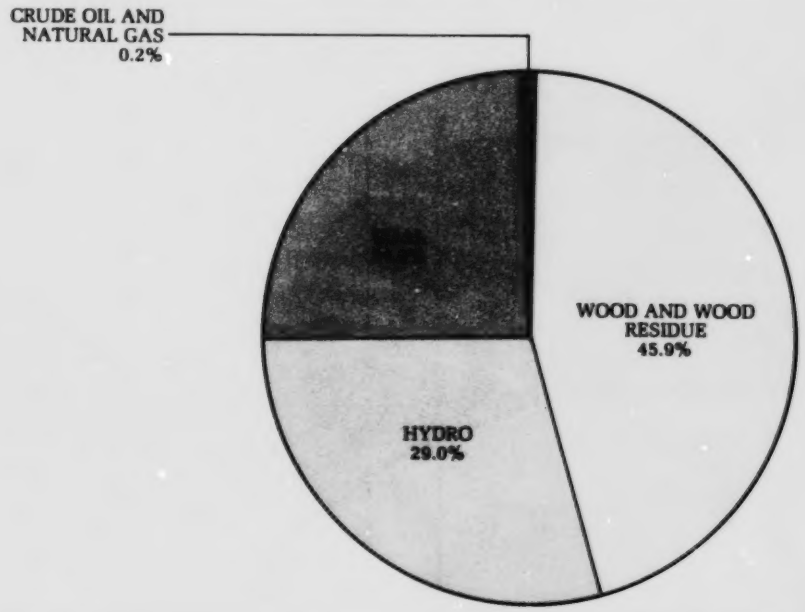


FIG. II-6. PERCENTAGE DISTRIBUTION OF ENERGY PRODUCTION BY MAJOR PRIMARY ENERGY SOURCE, 1981



d. Some Other Dimensions of Energy Consumption

Energy Consumption by Sector. – The distribution of total energy use by major sector experienced modest changes from 1979 to 1980. On a gross energy basis the share of the transportation sector fell substantially from 27.9 per cent in 1979 to 25.4 per cent in 1980, mainly because of a sizeable reduction in energy use by marine transportation. All other sectors saw their shares edge slightly upwards.

Consumption of Refined Petroleum Products. – The consumption of refined petroleum products in New Brunswick continued its downward trend for the second consecutive year with the lone exception of aviation fuel, whose consumption increased by 2.1 per cent from 1979 to 1981. All other products experienced a drop in use. Of the major products, the largest decline was recorded by heavy fuel oil (-20.2 per cent), followed by furnace fuel (-16.3 per cent), and motor gasoline (-3.6 per cent). The overall result was a drop of nearly 15 per cent in the use of refined petroleum products between 1979 and 1981.

This reduction in oil products use was due primarily to a decline in the amount of fuel used for generating electricity, the replacement of heating oil with wood and electricity, intensified conservation efforts, and reduced activity in certain economic sectors. Through a combination of oil-displacing activities, New Brunswick has succeeded in 1981 in reducing oil consumption to about 85 per cent of the peak level reached in 1979.

FIG. II-7. DISTRIBUTION OF ENERGY CONSUMPTION BY SECTOR, 1973-1981
(Gross Energy in Barrels of Oil Equivalent)

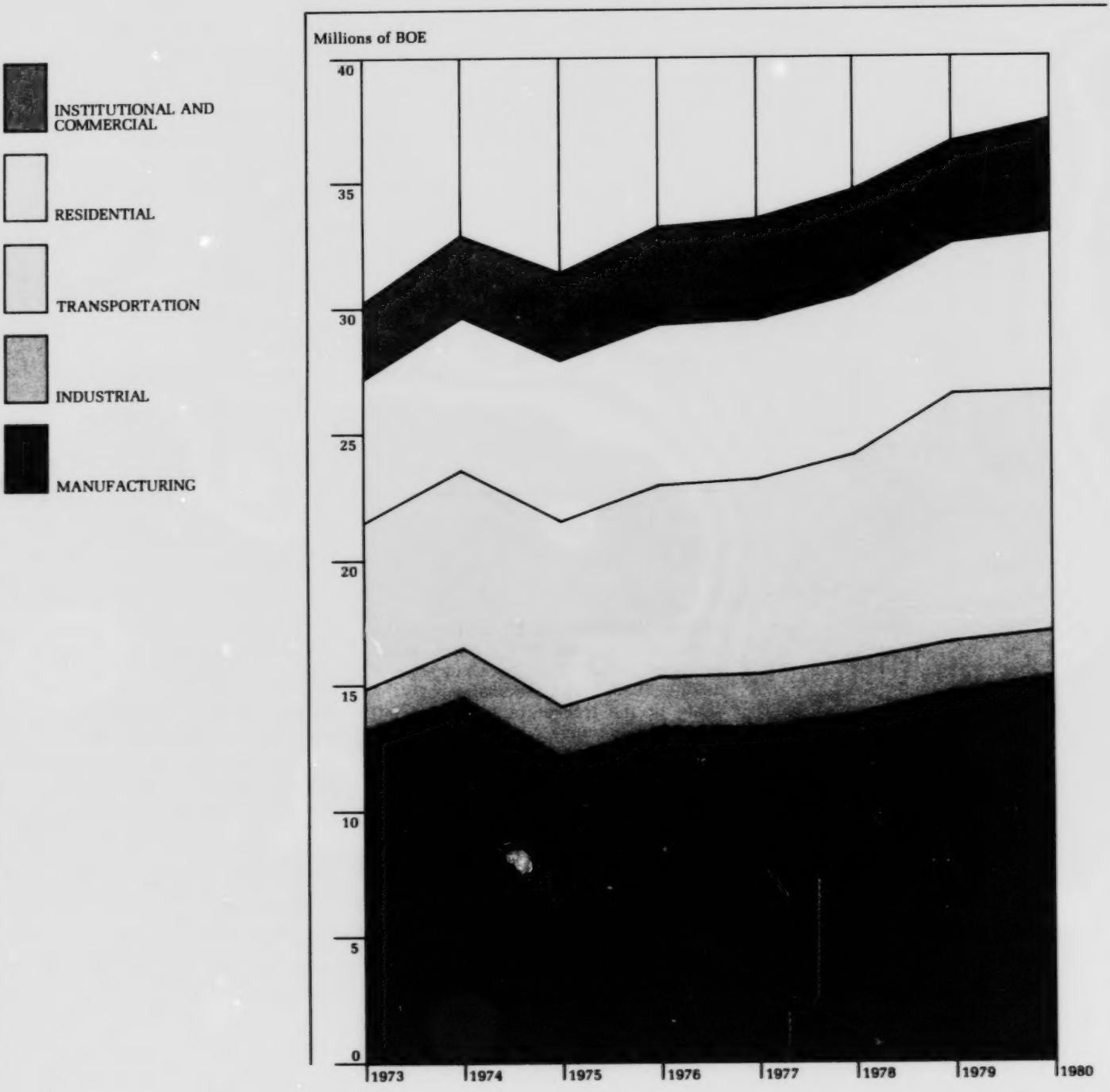
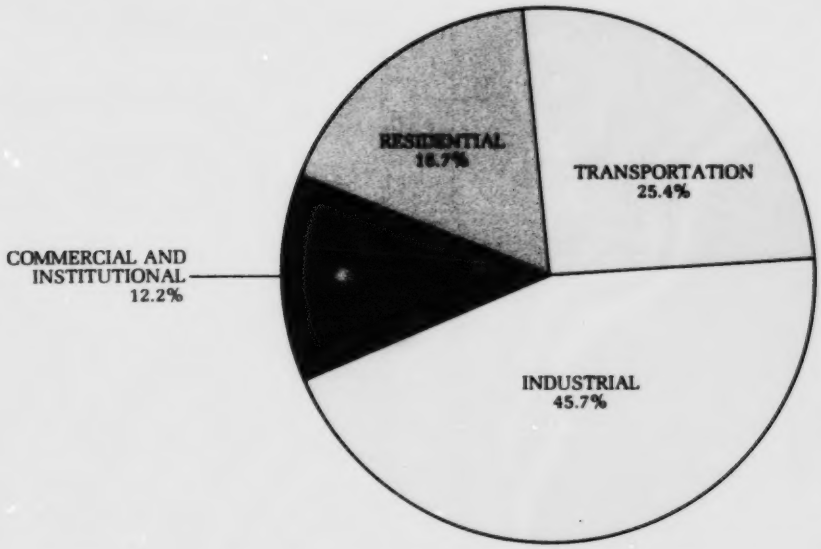


FIG. II-8. PERCENTAGE DISTRIBUTION OF ENERGY CONSUMPTION BY SECTOR, 1980

A. GROSS ENERGY



B. NET ENERGY

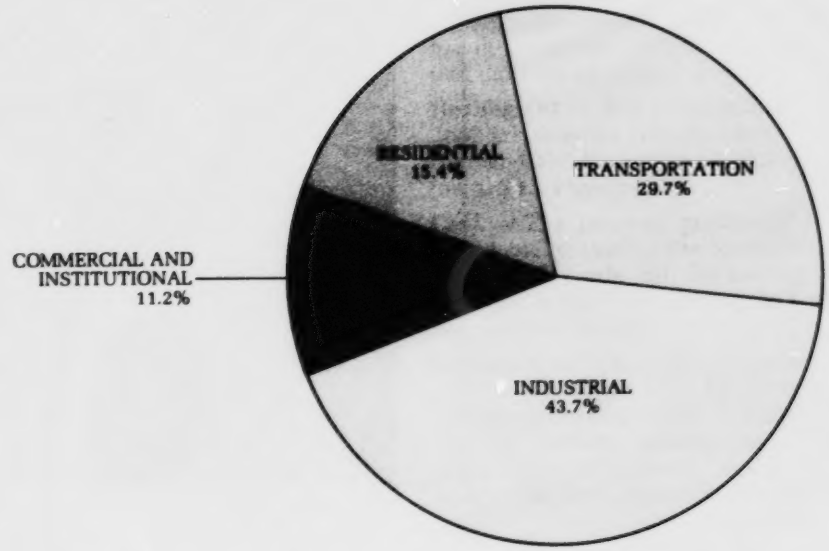


FIG. II-9. DISTRIBUTION OF REFINED PETROLEUM PRODUCTS CONSUMPTION BY MAJOR PRODUCT, 1973-1981

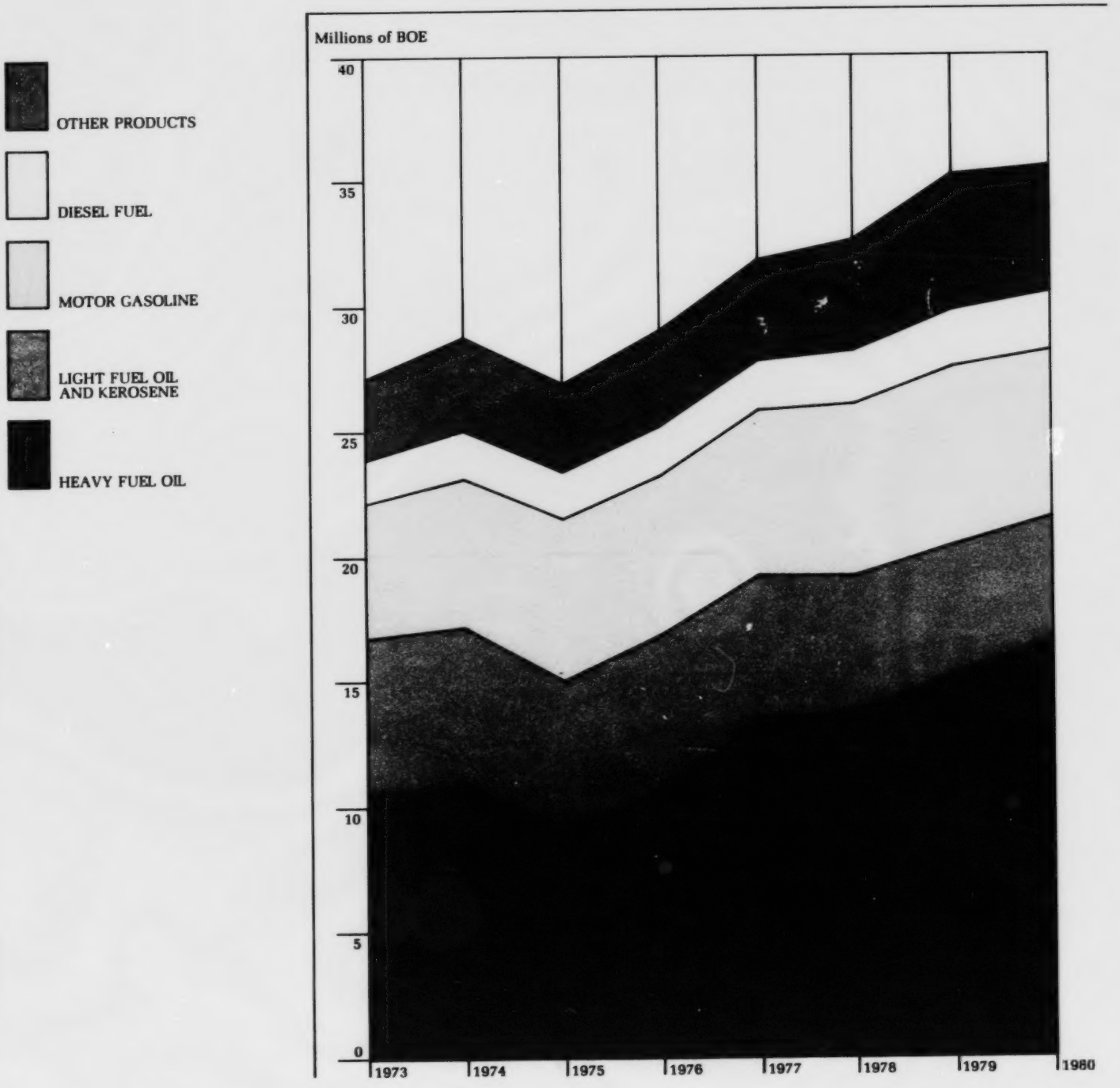
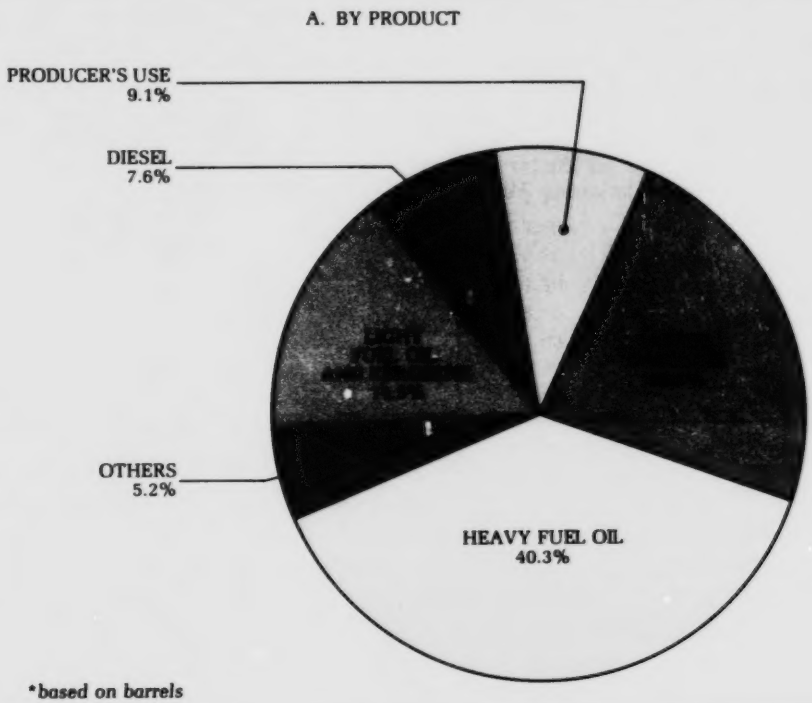


FIG. II-10. PERCENTAGE DISTRIBUTION* OF REFINED PETROLEUM PRODUCTS CONSUMPTION BY PRODUCT, 1981



*based on barrels

e. Prices

Crude Oil. – The 1979–80 period witnessed the second explosion in international oil prices in less than a decade. The price of OPEC "marker" oil, which stood at US $ 12.70 per barrel in December 1978 leaped to U. S. $ 34.00 per barrel by the end of 1981. A large increase was also recorded by the domestic price of crude. Although the wellhead price of conventional oil was raised by $ 8.50 per barrel from the beginning of 1979 to the end of 1981, the blended price rose by $ 16 per barrel during the same period reaching $ 32 per barrel in December of 1981 (or about 72 per cent of the landed cost of crude at Monteal).

Gasoline. – The price of gasoline was pulled up by the escalating price of crude oil and recorded an increase of $ 0.76 per gallon rising from $ 1.00 per gallon in January 1979 to $ 1.76 per gallon in December 1981. In relative terms that increase amounted to 76 per cent.

Heating Oil. – The price of heating oil doubled between January 1979 and December 1981, rising from $ 0.62 per gallon to $ 1.24 per gallon.

Coal. – The price of provincially produced coal moved in the same direction as that of crude oil, increasing from $ 29.79 per short ton in 1979 to $ 41.40 per short ton in 1981.

Natural Gas. – In New Brunswick the price of natural gas is set by the Board of Commissioners of Public Utilities. During the 1979-81 period, the "Board" granted two adjustments to natural gas prices. The first applied to all customers

and was effective April 1, 1980. For a residential consumer using 20 therms* per month that adjustment resulted in an increase of 10 per cent from 55.0¢ per therm to 60.5¢ per therm. The second change, which became effective on April 1, 1981, involved an increase in the rate for commercial customers using more than 50 therms per month.

Electricity. – During the period 1979-81 electric power rates increased twice, in May 1980 and again in May 1981. The increases applied to all customers, although not in equal amounts. For an urban residential customer using 700 kwh per month (an average customer not using electricity for space heating), the price of electricity rose by 19.2 per cent from 1979 to 1981 moving from $ 35.40 per month to $ 42.20 per month.

During the same period, the price of electricity increased by 17.6 per cent for a general service customer using 4,000 kwh per month (with a maximum monthly demand of 15 KW), 15.6 per cent for a small industrial customer**, and 14.6 per cent for a large industrial customer.***

* One therm equals 100,000 BTUs. The therm is the unit which the Public Utilities Board has traditionally used in setting natural gas prices.

**An industrial customer with monthly demand of 500 KW and monthly consumption of 200 MWH

*** An industrial customer with monthly demand of 20 MWH and monthly consumption of 12,000 MWH

FIG. II-11. PRICES OF DOMESTIC AND IMPORTED OIL
January 1979 through December 1981

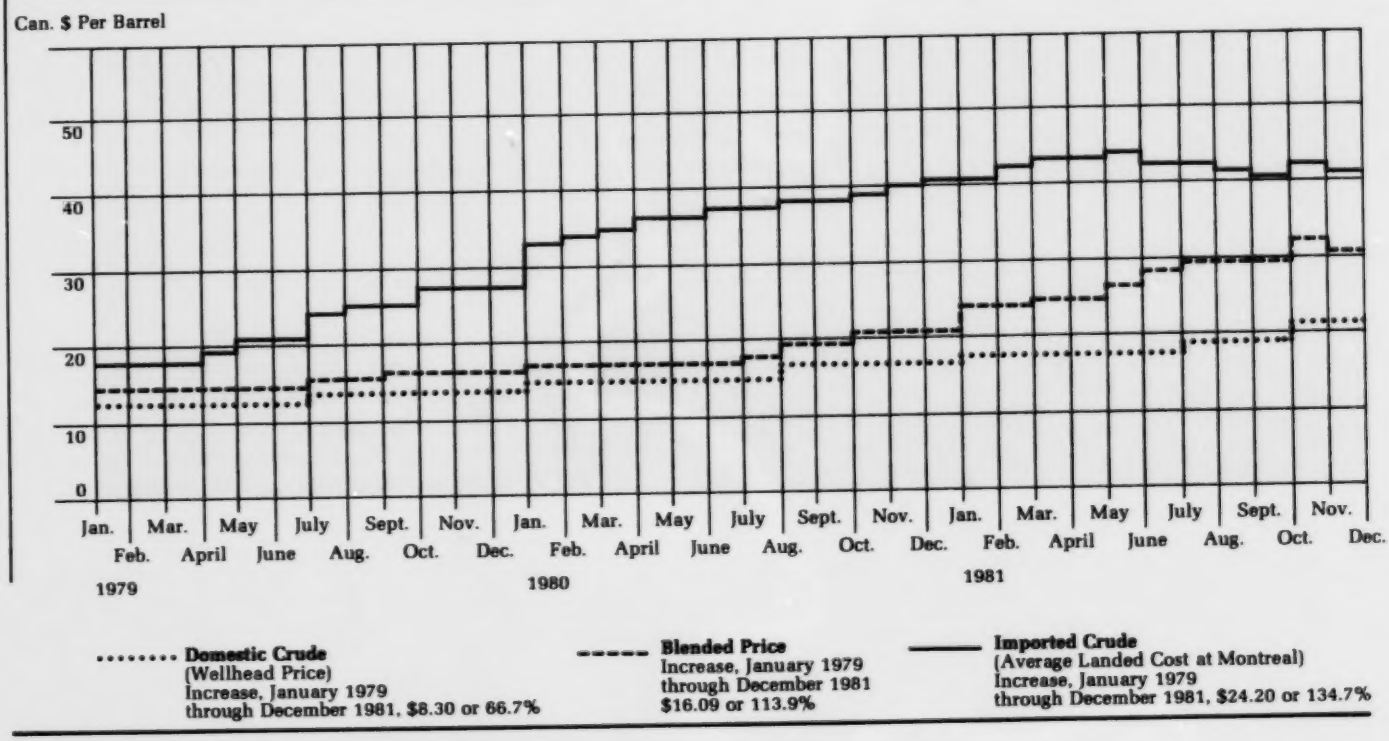


TABLE II–2. AVERAGE RETAIL PRICE OF REGULAR GASOLINE AND HEATING OIL, 1979–81 (SAINT JOHN)

$ per gallon

Years and Months	Gasoline	Heating Oil
1979 January	1.00	.62
March	1.01	.63
June	1.02	.63
September	1.08	.68
December	1.11	.70
1980 January	1.11	.70
March	1.15	.74
June	1.16	.74
September	1.20	.78
December	1.30	.87
1981 January	1.39	.96
March	1.50	1.04
June	1.63	1.15
September	1.74	1.22
December	1.76	1.24

TABLE II–3. NATURAL GAS RATES 1979 – 81

	1979*	April 1, 1980	April 1, 1981**
¢ per therm, based on monthly consumption			
First 10 therms	60***	66****	66****
Next 40 therms	50	55	55
Next 50 therms	40	45	
Next 300 therms	35	37.5	52
Next 500 therms	28		

* Effective date June 1, 1978.

** Applies to commercial customers only. Residential customers pay the 1980 rates.

*** Minimum charge $ 3.00 per month.

**** Minimum charge $ 4.00 per month.

TABLE II–4. ELECTRIC POWER RATES FOR RESIDENTIAL CUSTOMERS 1979–81

	URBAN			RURAL		
	April 12, 1979	May 23, 1980	May 25, 1981	April 12, 1979	May 23, 1980	May 25, 1981
Service Charge $ per month	6.00	6.90	7.90	7.00	7.90	8.90
Energy Rate ¢ per kwh						
First 700 kwh	4.20	4.52	4.90	4.20	4.52	4.90
Balance kwh	3.20	3.36	3.53	3.20	3.36	3.53

TABLE II–5. ELECTRIC POWER RATES FOR GENERAL SERVICE CUSTOMERS 1979–81

	GENERAL SERVICE			GENERAL SERVICE ALL-ELECTRIC		
	April 12, 1979	May 23, 1980	May 25, 1981	April 12, 1979	May 23, 1980	May 25, 1981
Service Charge $ per month	5.60	6.90	7.90	5.60	6.90	7.90
Energy Rate ¢ per kwh						
First 1,500 kwh				6.15**		
Next 4,500 kwh				5.17		
Balance kwh				3.75		
First 5,000 kwh	5.75*	6.16***	6.87****		6.16	6.87
Next 5,000 kwh	3.75	4.02	4.34		4.42	4.95
Balance kwh	3.75	4.02	4.34		4.14	4.64

* Plus demand charge of $ 5.35 per KW for monthly demand in excess of 20 KW.

** Minimum monthly charge of $ 28.00.

*** Plus demand charge of $ 5.72 per KW for monthly demand in excess of 20 KW.

**** Plus demand charge of $ 6.25 per KW for monthly demand in excess of 20 KW.

TABLE II–6. ELECTRIC POWER RATES FOR SMALL INDUSTRIAL CUSTOMERS 1979–81

	April 12, 1979	May 1, 1980	May 1, 1981
Monthly Demand Charge $ per KW	2.60*	2.93*	3.24
Energy Rate ¢ per Kwh			
First 100 Kwh per KW	5.28	5.64	6.24
Balance Kwh	2.48	2.65	2.93

* Per KW of billing demand.

TABLE II–7. ELECTRIC POWER RATES FOR LARGE INDUSTRIAL CUSTOMERS 1979–81

	April 12, 1979	May 1, 1980	May 1, 1981
Monthly Demand Charge $ per KW			
First 2500 KW	6.01	6.19	6.85
Next 5000 KW	5.46	6.03	6.67
Balance KW	4.80	5.64	6.24
Energy Rate ¢ per Kwh			
First 900,000 Kwh	2.24	2.29	2.53
Next 1,800,000 Kwh	2.01	2.18	2.41
Balance Kwh	1.85	1.95	2.16

B. Energy Balances 1980–81

TABLE II–8 Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy 1980

A. NATURAL UNITS

	CRUDE OIL (000's Bbls.)	COAL & COKE (Short Tons)	NATURAL GAS (000's Cu. Ft.)	WOOD (000's Cords)	WOOD RESIDUE (000's Bone Dry Tons)	HYDRO ELECTRICITY (GWH)	TOTAL PRIMARY ENERGY	REFINED PETROLEUM PRODUCTS (000's Bbls.)	THERMAL ELECTRICITY (GWH)	TOTAL SECONDARY ENERGY	TOTAL PRIMARY AND SECONDARY ENERGY	TOTAL ELECTRICITY (GWH)
Production	5	498,257	84,722	324	1,932	2,690	—	56,579	7,022	—	—	9,712
Imports	57,932	34,848	—	—	—	—	—	2,764	30	—	—	30
Exports	—	—	—	—	—	707	—	17,905	3,186	—	—	3,893
Net Inter-Regional Transfers	—	45,638	—	—	—	3,674	—	–6,439	–333	—	—	3,341
Changes in inventory, losses and other adjustments	1,353	127,723	7,722	—	235	525	—	—	230	—	—	755
Total Available	56,584	451,020	77,000	324	1,697	5,132	—	34,999	3,303	—	—	8,435
Transformed to												
Refined Petroleum Products	56,579	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Electricity	—	346,689	—	—	—	—	—	9,266	—	—	—	—
Supply	5	104,331	77,000	324	1,697	5,132	—	25,733	3,303	—	—	8,435
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	1,100	—	—	—	—
Total Energy Use	5	104,331	77,000	324	1,697	5,132	—	24,633	3,303	—	—	8,435
Producer's Use	—	1,000	—	—	—	146	—	3,395	382	—	—	528
Final Demand	5	103,331	77,000	324	1,697	4,986	—	21,238	2,921	—	—	7,907

B. TERAJOULES

Production	31.1	12,456.4	86.4	5,695.9	20,206.6	11,405.6	49,882.1	351,061.9	70,068.6	421,130.5	—	81,474.2
Imports	359,457.1	871.2	—	—	—	—	360,328.3	17,150.1	299.4	17,449.5	377,777.7	299.4
Exports	—	—	—	—	—	2,997.7	2,997.7	111,097.1	31,791.3	142,888.4	145,886.1	34,789.0
Net Inter-Regional Transfers	—	1,141.0	—	—	—	15,577.8	16,718.7	–39,952.8	–3,322.8	–43,275.6	–26,556.9	12,254.9
Changes in inventory, losses and other adjustments	8,395.1	3,193.1	7.9	—	2,773.0	2,226.0	16,595.1	—	2,295.0	2,295.0	18,890.1	4,521.0
Total Available	351,093.0	11,275.5	78.5	5,695.9	17,433.6	21,759.7	407,336.2	217,162.1	32,958.8	250,120.9	—	54,718.5
Transformed to												
Refined Petroleum Products	351,061.9	—	—	—	—	—	351,061.9	—	—	—	—	—
Electricity	—	8,667.2	—	—	—	—	8,667.2	61,400.2	—	61,400.2	70,067.4	—
Supply	31.1	2,608.3	78.5	5,695.9	17,433.6	21,759.7	47,607.1	155,761.9	32,958.8	188,720.7	236,327.8	54,718.5
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	7,463.1	—	7,463.1	7,463.1	—
Total Energy Use	31.1	2,608.3	78.5	5,695.9	17,433.6	21,759.7	47,607.1	148,298.8	32,958.8	181,257.6	228,864.7	54,718.5
Producer's Use	—	25.0	—	—	—	619.0	644.0	20,439.0	3,811.8	24,250.8	24,894.8	4,430.8
Final Demand	31.1	2,583.3	78.5	5,695.9	17,433.6	21,140.6	46,963.1	127,859.8	29,147.0	157,006.8	203,969.9	50,287.7

TABLE II–9 Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy 1980

A. NATURAL UNITS

	CRUDE OIL (000's Bbls.)	COAL & COKE (Short Tons)	NATURAL GAS (000's Cu. Ft.)	WOOD (000's Cords)	WOOD RESIDUE (000's Bone Dry Tons)	HYDRO ELECTRICITY (GWH)	TOTAL PRIMARY ENERGY	REFINED PETROLEUM PRODUCTS (000's Bbls.)	THERMAL ELECTRICITY (GWH)	TOTAL SECONDARY ENERGY	TOTAL PRIMARY AND SECONDARY ENERGY	TOTAL ELECTRICITY (GWH)
Production	5	498,257	84,722	324	1,932	2,690	—	56,579	7,022	—	—	9,712
Imports	57,932	34,848	—	—	—	—	—	2,764	30	—	—	30
Exports	—	—	—	—	—	707	—	17,905	3,186	—	—	3,893
Net Inter-Regional Transfers	—	45,638	—	—	—	3,674	—	–6,439	–333	—	—	3,341
Changes in inventory, losses and other adjustments	1,353	127,723	7,722	—	235	525	—	—	230	—	—	755
Total Available	56,584	451,020	77,000	324	1,697	5,132	—	34,999	3,303	—	—	8,435
Transformed to												
Refined Petroleum Products	56,579	—	—	—	—	--	—	—	—	—	—	—
Electricity	—	346,689	—	—	—	—	—	9,266	—	—	—	—
Supply	5	104,331	77,000	324	1,697	5,132	—	25,733	3,303	—	—	8,435
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	1,100	—	—	—	—
Total Energy Use	5	104,331	77,000	324	1,697	5,132	—	24,633	3,303	—	—	8,435
Producer's Use	—	1,000	—	—	—	146	—	3,395	382	—	—	528
Final Demand	5	103,331	77,000	324	1,697	4,986	—	21,238	2,921	—	—	7,907

B. TERAJOULES

Production	31.1	12,456.4	86.4	5,695.9	20,206.6	9,684.0	48,160.5	351,061.9	25,279.2	376,341.1	—	34,963.2
Imports	359,457.1	871.2	—	—	—	—	360,328.3	17,150.1	108.0	17,258.1	377,586.4	108.0
Exports	—	—	—	—	—	2,545.2	2,545.2	111,097.1	11,469.6	122,566.7	125,111.9	14,014.8
Net Inter-Regional Transfers	—	1,141.0	—	—	—	13,226.4	14,367.4	–39,952.8	–1,198.8	–41,151.6	–26,784.3	12,027.6
Changes in inventory, losses and other adjustments	8,395.1	3,193.1	7.9	—	2,773.0	1,890.0	16,259.1	—	828.0	828.0	17,087.1	2,718.0
Total Available	351,093.0	11,275.5	78.5	5,695.9	17,433.6	18,475.2	404,051.7	217,162.1	11,890.8	229,052.9	—	30,366.0
Transformed to												
Refined Petroleum Products	351,061.9	—	—	—	—	—	351,061.9	—	—	—	—	—
Electricity	—	8,667.2	—	—	—	—	8,667.2	61,400.2	—	61,400.2	70,067.4	—
Supply	31.1	2,608.3	78.5	5,695.9	17,433.6	18,475.2	44,322.6	155,761.9	11,890.8	167,652.7	211,975.3	30,366.0
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	7,463.1	—	7,463.1	7,463.1	—
Total Energy Use	31.1	2,608.3	78.5	5,695.9	17,433.6	18,475.2	44,322.6	148,298.8	11,890.8	160,189.6	204,512.2	30,366.0
Producer's Use	—	25.0	—	—	—	525.6	550.6	20,439.0	1,375.2	21,814.2	22,364.8	1,900.8
Final Demand	31.1	2,583.3	78.5	5,695.9	17,433.6	17,949.6	43,772.0	127,859.8	10,515.6	138,375.4	182,147.4	28,465.2

TABLE II–10 Energy Use by Sector 1980

A. NATURAL UNITS

	CRUDE OIL (000's Bbls.)	COAL & COKE (Short Tons)	NATURAL GAS (000's Cu. Ft.)	WOOD (000's Cords)	WOOD RESIDUE (000's Bone Dry Tons)	REFINED PETROLEUM PRODUCTS (000's Bbls.)	ELECTRICITY (GWH)	TOTAL
Mining*	—	1,000	—	—	—	289	290	—
Manufacturing								
Food and Beverages	—	—	—	—	—	573	215	—
Wood Industries	—	—	—	—	109	154	159	—
Pulp & Paper Mill	—	—	—	—	1,588	3,092	2,658	—
Non-Metallic Minerals	5	34,848	—	—	—	330	140	—
Other Manufacturing	—	50,803	—	—	—	3,740	595	—
Total Manufacturing	5	85,651	—	—	1,697	7,889	3,767	—
Other Industrial	—	—	—	—	—	668	528*	—
Total Industrial	5	86,651	—	—	1,697	8,826	4,585	—
Transportation								
Road	—	—	—	—	—	7,854	—	—
Rail	—	—	—	—	—	221	—	—
Air	—	—	—	—	—	341	—	—
Marine	—	—	—	—	—	1,675	—	—
Total Transportation	—	—	—	—	—	10,091	—	—
Commercial and Institutional	—	16,680	60,300	—	—	2,826	1,527	—
Residential	—	1,000	16,700	324	—	2,890	2,323	—
Total Energy Use	5	104,331	77,000	324	1,697	24,633	8,435	—

B. TERAJOULES

Mining	—	25.0	—	—	—	1,670.6	1,881.3	3,576.9
Manufacturing								
Food and Beverages	—	—	—	—	—	3,630.3	1,394.7	5,025.0
Wood Industries	—	—	—	—	1,119.8	949.1	1,031.4	3,100.3
Pulp & Paper Mill	—	—	—	—	16,313.8	20,485.1	17,242.7	54,041.6
Non-Metallic Minerals	31.1	871.2	—	—	—	2,011.5	908.2	3,822.0
Other Manufacturing	—	1,270.1	—	—	—	22,555.0	3,859.8	27,684.9
Total Manufacturing	31.1	2,141.3	—	—	17,433.6	49,630.9	24,436.8	93,673.7
Other Industrial	—	—	—	—	—	3,968.3	3,425.2	7,393.5
Total Industrial	31.1	2,166.3	—	—	17,433.6	55,269.8	29,743.3	104,644.0
Transportation								
Road	—	—	—	—	—	43,855.4	—	43,855.4
Rail	—	—	—	—	—	1,359.2	—	1,359.2
Air	—	—	—	—	—	1,936.9	—	1,936.9
Marine	—	—	—	—	—	10,896.5	—	10,896.5
Total Transportation	—	—	—	—	—	58,047.9	—	58,047.9
Commercial and Institutional	—	417.0	61.5	—	—	17,518.9	9,905.8	27,903.2
Residential	—	25.0	17.0	5,695.9	—	17,462.2	15,069.5	38,269.6
Total Energy Use	31.1	2,608.3	78.5	5,695.9	17,433.6	148,298.8	54,718.5	228,864.7

*Includes producer's use.

TABLE II–11 Energy Use by Sector 1980

A. NATURAL UNITS

	CRUDE OIL (000's Bbls.)	COAL & COKE (Short Tons)	NATURAL GAS (000's Cu. Ft.)	WOOD (000's Cords)	WOOD RESIDUE (000's Bone Dry Tons)	REFINED PETROLEUM PRODUCTS (000's Bbls.)	ELECTRICITY (GWH)	TOTAL
Mining*	—	1,000	—	—	—	269	290	—
Manufacturing								
Food and Beverages	—	—	—	—	—	573	215	—
Wood Industries	—	—	—	—	109	154	159	—
Pulp & Paper Mill	—	—	—	—	1,588	3,092	2,658	—
Non-Metallic Minerals	5	34,848	—	—	—	330	140	—
Other Manufacturing	—	50,803	—	—	—	3,740	595	—
Total Manufacturing	5	85,651	—	—	1,697	7,889	3,767	—
Other Industrial	—	—	—	—	—	668	528*	—
Total Industrial	5	86,651	—	—	1,697	8,826	4,585	—
Transportation								
Road	—	—	—	—	—	7,854	—	—
Rail	—	—	—	—	—	221	—	—
Air	—	—	—	—	—	341	—	—
Marine	—	—	—	—	—	1,675	—	—
Total Transportation	—	—	—	—	—	10,091	—	—
Commercial and Institutional	—	16,680	60,300	—	—	2,826	1,527	—
Residential	—	1,000	16,700	324	—	2,890	2,323	—
Total Energy Use	5	104,331	77,000	324	1,697	24,633	8,435	—

B. TERAJOULES

Mining	—	25.0	—	—	—	1,670.6	1,044.0	2,688.5
Manufacturing								
Food and Beverages	—	—	—	—	—	3,630.3	774.0	4,223.6
Wood Industries	—	—	—	—	1,119.8	949.1	572.4	2,619.3
Pulp & Paper Mill	—	—	—	—	16,313.8	20,485.1	9,568.8	44,497.5
Non-Metallic Minerals	31.1	871.2	—	—	—	2,011.5	504.0	3,393.0
Other Manufacturing	—	1,270.1	—	—	—	22,555.0	2,142.0	25,928.1
Total Manufacturing	31.1	2,141.3	—	—	17,433.6	49,630.9	13,561.2	80,661.6
Other Industrial	—	—	—	—	—	3,968.3	1,900.8	5,922.4
Total Industrial	31.1	2,166.3	—	—	17,433.6	55,269.8	16,506.0	89,272.4
Transportation								
Road	—	—	—	—	—	43,855.4	—	47,283.7
Rail	—	—	—	—	—	1,359.2	—	1,330.5
Air	—	—	—	—	—	1,936.9	—	2,052.9
Marine	—	—	—	—	—	10,896.5	—	10,084.1
Total Transportation	—	—	—	—	—	58,047.9	—	60,751.2
Commercial and Institutional	—	417.0	61.5	—	—	17,518.9	5,497.2	22,989.2
Residential	—	25.0	17.0	5,695.9	—	17,462.2	8,362.8	31,499.5
Total Energy Use	31.1	2,608.3	78.5	5,695.9	17,433.6	148,298.8	30,366.0	204,512.3

*Includes producer's use.

TABLE II–12 Consumption of Refined Petroleum Products 1980

000's Barrels

	MOTOR GASOLINE	DIESEL FUEL	AVIATION FUEL	L.F.O. AND KEROSENE	H.F.O.	PROPANE AND BUTANE	NON-ENERGY PRODUCTS	TOTAL EXCLUDING PRODUCER'S USE	TOTAL INCLUDING PRODUCER'S USE
Mining	4	83	—	17	139	26	—	269	269
Manufacturing									
Food and Beverages	79	7	—	61	406	20	—	573	573
Wood Industries	25	32	—	34	58	5	—	154	154
Pulp & Paper Mill	5	—	—	—	3,083	4	—	3,092	3,092
Non-Metallic Minerals	11	22	—	39	200	58	—	330	330
Other Manufacturing	20	5	—	85	190	45	—	345	3,740
Total Manufacturing	140	66	—	219	3,937	132	—	4,494	7,889
Other Industrial	214	416	—	33	3	2	—	668	668
Total Industrial	358	565	—	269	4,079	160	—	5,431	8,826
Transportation									
Road	6,948	906	—	—	—	—	—	7,854	7,854
Rail	—	221	—	—	—	—	—	221	221
Air	—	—	341	—	—	—	—	341	341
Marine	—	435	—	—	1,240	—	—	1,675	1,675
Total	6,948	1,562	341	—	1,240	—	—	10,091	10,091
Commercial and Institutional	—	127	—	1,831	765	103	—	2,826	2,826
Residential	—	—	—	2,727	20	143	—	2,890	2,890
Final Demand	7,306	2,254	341	4,827	6,104	406	—	21,238	—
Total Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	—	24,633
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	1,100	—	1,100
Transformed to Electricity	—	13	—	54	9,199	—	—	—	9,926
Total Consumption of R.P.P.	7,306	2,267	341	4,881	15,303	406	1,100	—	34,999

TERAJOULES

Mining	22.0	510.5	—	104.2	921.6	112.3	—	1,670.6	1,670.6
Manufacturing									
Food and Beverages	435.3	43.1	—	373.8	2,691.8	86.4	—	3,630.3	3,630.3
Wood Industries	137.8	196.8	—	208.4	384.5	21.6	—	949.1	949.1
Pulp & Paper Mill	27.6	—	—	—	20,440.3	17.3	—	20,485.1	20,485.1
Non-Metallic Minerals	60.6	135.3	—	239.0	1,326.0	250.6	—	2,011.5	2,011.5
Other	110.2	30.8	—	520.9	1,259.7	194.4	—	2,116.0	22,555.0
Total	771.4	405.9	—	1,342.1	26,102.3	570.2	—	29,191.9	49,630.9
Other Industrial	1,179.1	2,558.4	—	202.2	19.9	8.6	—	3,968.3	3,968.3
Total Industrial	1,972.6	3,474.8	—	1,648.5	27,043.8	691.2	—	34,830.8	55,269.8
Transportation									
Road	38,283.5	5,571.9	—	—	—	—	—	43,855.4	43,855.4
Rail	—	1,359.2	—	—	—	—	—	1,359.2	1,359.2
Air	—	—	1,936.9	—	—	—	—	1,936.9	1,936.9
Marine	—	2,675.3	—	—	8,221.2	—	—	10,896.5	10,896.5
Total	38,283.5	9,606.3	1,936.9	—	8,221.2	—	—	58,047.9	58,047.9
Commercial and Institutional	—	781.1	—	11,220.9	5,072.0	445.0	—	17,518.9	17,518.9
Residential	—	—	—	16,711.9	132.6	617.8	—	17,462.2	17,462.2
Final Demand	40,256.1	13,862.1	1,936.9	29,581.3	40,469.5	1,753.9	—	127,859.8	—
Total Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	—	148,298.8
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	7,463.1	—	7,463.1
Transformed to Electricity	—	80.0	—	330.9	60,989.4	—	—	—	61,400.2
Total Consumption of R.P.P.	40,256.1	13,942.1	1,936.9	29,912.2	101,458.9	1,753.9	7,463.1	—	217,162.1

TABLE II–13 Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy 1981 — Gross Energy

A. NATURAL UNITS

	CRUDE OIL (000's Bbls.)	COAL & COKE (Short Tons)	NATURAL GAS (000's Cu. Ft.)	WOOD (000's Cords)	WOOD RESIDUE (000's Bone Dry Tons)	HYDRO ELECTRICITY (GWH)	TOTAL PRIMARY ENERGY	REFINED PETROLEUM PRODUCTS (000's Bbls.)	THERMAL ELECTRICITY (GWH)	TOTAL SECONDARY ENERGY	TOTAL PRIMARY AND SECONDARY ENERGY	TOTAL ELECTRICITY (GWH)
Production	2	565,532	71,936	332	1,932	3,875	—	45,600	5,463	—	—	9,338
Imports	43,500	40,092	—	—	—	—	—	500	51	—	—	51
Exports	—	—	—	—	—	1,187	—	18,000	2,068	—	—	3,255
Net Inter-Regional Transfers	—	52,481	—	—	—	3,721	—	1,895	–677	—	—	3,044
Changes in inventory, losses and other adjustments	–2,100	–3,537	4,415	—	199	585	—	—	253	—	—	838
Total Available	45,602	661,642	67,521	332	1,733	5,824	—	29,995	2,516	—	—	8,340
Transformed to												
Refined Petroleum Products	45,600	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Electricity	—	564,000	—	—	—	—	—	6,305	—	—	—	—
Supply	2	97,642	67,521	332	1,733	5,824	—	23,690	2,516	—	—	8,340
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	921	—	—	—	—
Total Energy Use	2	97,642	67,521	332	1,733	5,824	—	22,769	2,516	—	—	8,340
Producer's Use	—	1,000	—	—	—	193	—	2,736	272	—	—	465
Final Demand	2	96,642	67,521	332	1,733	5,631	—	20,033	2,244	—	—	7,875

B. TERAJOULES

Production	12.1	14,138.3	73.4	5,836.6	20,206.6	16,430.0	56,696.9	274,794.2	55,870.0	330,664.2	—	72,300.0
Imports	262,139.2	1,002.3	—	—	—	—	263,141.5	3,013.1	521.6	3,534.7	266,676.2	521.6
Exports	—	—	—	—	—	5,032.9	5,032.9	108,471.4	21,149.4	129,620.8	134,653.7	26,182.3
Net Inter-Regional Transfers	—	1,312.0	—	—	—	15,777.0	17,089.1	11,419.6	–6,923.7	4,496.0	21,585.0	8,853.4
Changes in inventory, losses and other adjustments	–12,655.0	–88.4	4.5	—	2,494.1	2,480.4	–7,764.5	—	2,587.4	2,587.4	–5,177.0	5,067.8
Total Available	274,806.3	16,541.1	68.9	5,836.6	17,712.5	24,693.8	339,659.1	180,755.6	25,731.1	206,486.6	—	50,424.8
Transformed to												
Refined Petroleum Products	274,794.2	—	—	—	—	—	274,794.2	—	—	—	—	—
Electricity	—	14,100.0	—	—	—	—	14,100.0	37,995.1	—	37,995.1	52,095.1	—
Supply	12.1	2,441.1	68.9	5,836.6	17,712.5	24,693.8	50,764.8	142,760.4	25,731.1	168,491.5	219,256.4	50,424.8
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	5,550.1	—	5,550.1	5,550.1	—
Total Energy Use	12.1	2,441.1	68.9	5,836.6	17,712.5	24,693.8	50,764.8	137,210.3	25,731.1	162,941.4	213,706.2	50,424.8
Producer's Use	—	25.0	—	—	—	818.3	843.3	16,487.7	2,781.7	19,269.4	20,112.7	3,600.1
Final Demand	12.1	2,416.1	68.9	5,836.6	17,712.5	23,875.4	49,921.5	120,722.7	22,949.3	143,672.0	193,593.5	46,824.8

TABLE II–14 Supply and Disposition of Primary and Secondary Energy 1981

A. NATURAL UNITS

	CRUDE OIL (000's Bbls.)	COAL & COKE (Short Tons)	NATURAL GAS (000's Cu. Ft.)	WOOD (000's Cords)	WOOD RESIDUE (000's Bone Dry Tons)	HYDRO ELECTRICITY (GWH)	TOTAL PRIMARY ENERGY	REFINED PETROLEUM PRODUCTS (000's Bbls.)	THERMAL ELECTRICITY (GWH)	TOTAL SECONDARY ENERGY	TOTAL PRIMARY AND SECONDARY ENERGY	TOTAL ELECTRICITY (GWH)
Production	2	565,532	71,936	332	1,932	3,875	—	45,600	5,463	—	—	9,338
Imports	43,500	40,092	—	—	—	—	—	500	51	—	—	51
Exports	—	—	—	—	—	1,187	—	18,000	2,068	—	—	3,255
Net Inter-Regional Transfers	—	52,481	—	—	—	3,721	—	1,895	–677	—	—	3,044
Changes in inventory, losses and other adjustments	–2,100	–3,537	4,415	—	199	585	—	—	253	—	—	838
Total Available	45,602	661,642	67,521	332	1,733	5,824	—	29,995	2,516	—	—	8,340
Transformed to												
Refined Petroleum Products	45,600	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Electricity	—	564,000	—	—	—	—	—	6,305	—	—	—	—
Supply	2	97,642	67,521	332	1,733	5,824	—	23,690	2,516	—	—	8,340
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	921	—	—	—	—
Total Energy Use	2	97,642	67,521	332	1,733	5,824	—	22,769	2,516	—	—	8,340
Producer's Use	—	1,000	—	—	—	193	—	2,736	272	—	—	465
Final Demand	2	96,642	67,521	332	1,733	5,631	—	20,033	2,244	—	—	7,875

B. TERAJOULES

Production	12.1	14,138.3	73.4	5,836.6	20,206.6	13,950.0	54,216.9	274,794.2	19,666.8	294,461.0	—	33,616.8
Imports	262,139.2	1,002.3	—	—	—	—	263,141.5	3,013.1	183.6	3,196.7	266,338.2	183.6
Exports	—	—	—	—	—	4,273.2	4,273.2	108,471.4	7,444.8	115,916.2	120,189.4	11,718.0
Net Inter-Regional Transfers	—	1,312.0	—	—	—	13,395.6	14,707.6	11,419.6	–2,437.2	8,982.4	23,690	10,958.4
Changes in inventory, losses and other adjustments	–12,655.0	– 88.4	4.5	—	2,494.1	2,106.0	–8,138.8	—	910.8	910.8	–7,228.0	3,016.8
Total Available	274,806.3	16,541.1	68.9	5,836.6	17,712.5	20,966.4	335,931.7	180,755.6	9,057.6	189,813.2	—	30,024.0
Transformed to												
Refined Petroleum Products	274,794.2	—	—	—	—	—	274,794.2	—	—	—	—	—
Electricity	—	14,100.0	—	—	—	—	14,100.0	37,995.1	—	37,995.1	52,095.1	—
Supply	12.1	2,441.1	68.9	5,836.6	17,712.5	20,966.4	47,037.4	142,760.4	9,057.6	151,818.0	198,855.4	30,024.0
Non-Energy Use	—	—	—	—	—	—	—	5,550.1	—	5,550.1	5,550.1	—
Total Energy Use	12.1	2,441.1	68.9	5,836.6	17,712.5	20,966.4	47,037.4	137,210.3	9,057.6	146,267.9	193,305.3	30,024.0
Producer's Use	—	25.0	—	—	—	694.8	719.8	16,487.7	979.2	17,466.9	18,186.7	1,674.0
Final Demand	12.1	2,416.1	68.9	5,836.6	17,712.5	20,271.6	46,317.6	120,722.7	8,078.4	128,801.1	175,118.7	28,350.0

APPENDIX
Notes on Methodology and Sources of Data

SPECIAL TERMS

NET ENERGY ..... End-use energy in metric units with all electricity valued at 3.6 TJ per GWH.

GROSS ENERGY ..... Primary input energy in metric units with hydro-electricity valued at 4.24 TJ per GWH and thermal electricity valued at its actual heat rate for each year, approximately 10 TJ per GWH.

TOTAL ENERGY USE ..... Consumption of energy by all sectors including use by the energy producing industries such as electric utilities, petroleum refineries, etc.

FINAL DEMAND ..... Consumption of energy by all sectors, excluding use by the energy producing industries.

Energy Conversion Factors

The energy conversion factors used in the transformation of energy balances from natural units into a common metric energy unit are based on the conversion factors employed by Statistics Canada in its quarterly publication "Quarterly report on energy supply/demand in Canada," Cat. No. 57–003.

Fuel Type	Natural Unit	Equivalent Energy Unit in terajoules (TJ)
Coal and Coke*	1,000 short tons	25.00
Crude Oil**	1,000 barrels	6.12
Motor Gasoline	1,000 barrels	5.51
Diesel	1,000 barrels	6.15
Aviation Gasoline	1,000 barrels	5.33
Aviation Turbo Fuel	1,000 barrels	5.71
Kerosene	1,000 barrels	5.99
Light Fuel Oil (Furnace Fuel)	1,000 barrels	6.15
Heavy Fuel Oil (Bunker C)	1,000 barrels	6.63
LPG (Propane and Butane)	1,000 barrels	4.32
Asphalt	1,000 barrels	7.06
Other Refined Petroleum Products (R.P.P.)	1,000 barrels	5.72
Wood	1,000 cords	17.58
Wood Residue	1,000 bone dry tons	11.80
Liquor Solids	1,000 bone dry tons	9.68
Natural Gas	one million cubic feet	1.02
Electricity:		
End-Use	One GWH	3.60
Primary Energy		
Hydro	One GWH	4.24
Thermal***	One GWH	10.00

Miscellaneous Conversion Factors

1 barrel	0.15891 cubic metres (m^3)
1 cubic foot (ft^3)	0.028328 cubic metres (m^3)
1 short ton	0.907185 metric tonnes
1 cubic metre (m^3)	one thousand litres
1 joule (J)	0.000948 British Thermal Units (BTU)
kilo	one thousand (10^3)
mega	one million (10^6)
giga	one billion (10^9)
tera	one trillion (10^{12})

* This is an average figure which takes into consideration the differences in energy content between provincial and imported coal.

** 6.12 TJ is the standard conversion factor. However, in the annual balances the conversion factor used was calculated for each year as the average energy content of one barrel of refined petroleum products consumed in New Brunswick.

*** Varies moderately from year to year depending on the actual heat rate calculated as energy content of fossil fuel used divided by quantity of electricity generated.

Economic Sectors

The breakdown of energy use by sector is confined to a number of major traditional economic sectors chosen to facilitate comparisons with other national and provincial energy publications.

Manufacturing comprises five basic sub-sectors in accordance with Statistics Canada's Standard Industrial Classification.

No separate information was available for New Brunswick's Primary Industry sector, except for Mining; therefore, Agriculture, Fishing and Trapping, and Logging and Forestry are included in the general category "Industrial Sector" together with Manufacturing and Construction.

The Residential sector includes all private dwellings.

The Commercial and Institutional sector presents a residual group comprising such sub-sectors as Government Service Industries, Health and Social Service Industries, Business Service Industries, Trade Industries and Insurance Industries.

Sources of Data

A variety of data sources, both published and unpublished, were used in the development of the energy balances.

Crude Oil and Refined Petroleum Products (R.P.P.)

Provincial Production	DNR, "Annual Report" Statistics Canada, "Crude Petroleum and Natural Gas Production", Cat. No. 26–006
Exports and Imports	Statistics Canada, unpublished data
Consumption of R.P.P. by Product	N.B. Department of Finance, unpublished data. Statistics Canada, "Refined Petroleum Products", Cat. No. 45–004
Consumption of R.P.P. by Sector	Statistics Canada, Cat. No. 45–004 Statistics Canada, "Quarterly report on energy supply/demand in Canada", Cat. No. 57–003. Statistics Canada, "Consumption of purchased fuel and electricity", Cat. No. 57–208 New Brunswick Electric Power Commission (NBEPC), unpublished data Selected firms, unpublished data.
Prices	Statistics Canada, unpublished data

Coal and Coke

Reserves	DNR, unpublished data
Production	DNR, "Annual Report"
Consumption	DNR NBEPC, unpublished data Statistics Canada, Cat. No. 57–003 Cat. No. 57–208, Cat. No. 45–002
Imports	Statistics Canada, "Coal and Coke", Cat. No. 45–002
Prices	N.B. Coal Limited, unpublished data

Natural Gas

Production	DNR, "Annual Report" Statistics Canada, Cat. No. 26–006
Consumption	Statistics Canada, Cat. No. 26–006

Prices	Moncton Utility Gas Ltd., unpublished data
Wood and Wood Residue	
Wood	N.B. Energy Secretariat, "Survey of Residential Wood Use in New Brunswick", 1980 Statistics Canada, "Household facilities and equipment", Cat. No. 64–202
Wood Residue	Pulp and Paper Companies and Sawmills, unpublished data Department of Commerce and Development, unpublished data
Electricity	
Generation, Imports,	NBEPC, "Power Report", unpublished data.
Exports and Inter-regional	Other New Brunswick Electric Utilities, unpublished data
Transfers	Pulp and Paper Companies, unpublished data
Consumption	NBEPC, unpublished data. Other New Brunswick utilities, unpublished data. Pulp and Paper Companies, unpublished data. Statistics Canada, Cat. No. 57–003, Cat. No. 57–208
Prices	NBEPC, unpublished data

Rétrospective sur l'Énergie au Nouveau-Brunswick 1982

Secrétariat à l'Énergie
Province du Nouveau-Brunswick
Division de la Politique Énergétique
1982

Publié par:
Le Secrétariat à l'Énergie
Province du Nouveau-Brunswick
C.P. 6000
Fredericton (N.-B.)
E3B 5H1

Conception: Karam Chandra

Composition: Unipress Ltd.

Imprimerie: McMillan Press Ltd.

Il est interdit de reproduire sans autorisation une partie quelconque de cette brochure à des fins commerciales. Il est toutefois permis de reproduire une partie quelconque de cette brochure à des fins éducatives, pourvu que l'on cite sa source.

© Sa Majesté la Reine en chef du Nouveau-Brunswick, représentée par le ministre responsable de la politique énergétique, 1982.

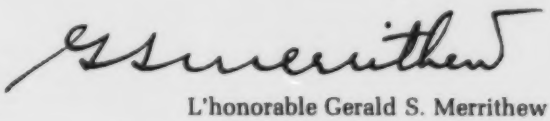
ISBN 0-888-38-389-4

Avant-propos

C'est au printemps de l'année 1982 que le Secrétariat à l'Énergie a publié le premier volume des statistiques énergétiques relatives au Nouveau-Brunswick, dans le cadre de ses programmes de recherche. Intitulée **Nouveau-Brunswick Statistiques énergétiques 1973-79**, cette publication contenait les bilans énergétiques annuels par source d'énergie et secteur économique de l'année 1973 à l'année 1979 ainsi qu'un exposé des principaux développements intervenus au chapitre de l'énergie au Nouveau-Brunswick durant cette même période. Les bilans énergétiques du Nouveau-Brunswick feront l'objet de mises à jour périodiques et ils seront publiés dans une nouvelle revue annuelle intitulée **Rétrospective sur l'énergie au Nouveau-Brunswick**. En plus de fournir des données sur la consommation d'énergie et les prix pratiqués au Nouveau-Brunswick, cette rétrospective contiendra une brève analyse des principaux développements énergétiques intervenus sur les scènes internationale, nationale et provinciale.

J'ai l'honneur de vous présenter cette **Rétrospective sur l'énergie au Nouveau-Brunswick**. J'espère que cette publication permettra au public de mieux comprendre toutes les questions relatives à l'énergie au Nouveau-Brunswick.

Ministre responsable de la politique énergétique



L'honorable Gerald S. Merrithew

Table des matières

PARTIE I RÉCENTS DÉVELOPPEMENTS INTERVENUS AU CHAPITRE DE L'ÉNERGIE vii

1. **SUR LA SCÈNE INTERNATIONALE** 1

   A. **Événements d'Actualité** 1
   B. **Perspectives de l'Avenir** 1

2. **FAITS NOUVEAUX À L'ÉCHELON NATIONAL** 4

   A. **Le Programme Énergétique National (PEN)** 4
      a. Le Prix du Pétrole
      b. Prix du Gaz Naturel
      c. Taxes
      d. Terres du Canada
      e. Accroissement de la Participation Canadienne
      f. Diminution de la Part du Pétrole dans la Consummation Total d'Énergie

   B. **Entente entre Ottawa et l'Alberta 1981** 7
      a. Avant-Propos
      b. Le Prix de Pétrole
      c. Priz de Gaz Naturel
      d. Taxes

   C. **Prix du Pétrole aux Termes du PEN et de l'Entente** 9
      a. Pétrole Brut
      b. Dérivés Raffinés du Pétrole

3. **FAITS NOUVEAUX À L'ÉCHELON PROVINCIAL** 10

   A. **Pétrole**
   B. **Charbon**
   C. **Tourbe Combustible**
   D. **Électricité**
   E. **Conservation d'Energie et Energies Renouvelables**
      a. Programmes Finances Exclusivement par la Province
      b. Programmes Conjoints Fédéraux-Provinciaux

PARTIE II STATISTIQUES ÉNERGÉTIQUES RELATIVES AU NOUVEAU-BRUNSWICK 1980-1981 16

   A. **Résumé** 17
      a. Résumé de Grandes Tendances Relatives à la consommation d'Énergie 18
      b. Exposé Sommaire sur la Production d'Énergie 22
      c. Autosuffosance Énergétique 22
      d. Autres Aspects de la Consommation d'Énergie 24
      e. Prix 28

   B. **Bilans Énergétiques, 1980-81** 32

ANNEXE Notes sur le méthodes appliquées et sur le sources de données 40

Tableau

I-1 Prix Repère de l'OPEC, 1979-1981 3
I-2 Production de Pétrole Brut dans Certains Pays, 1979-81 3
I-3 Prix de Certains Produits Pétroliers Raffinés, 1982-1983 10
I-4 Réserves de Charbon du Nouveau-Brunswick, 1981 11
I-5 Réserves de Tourbe Combustible au Nouveau-Brunswick en 1981 11
II-1 Consommation d'Énergie au Nouveau-Brunswick de 1973 à 1981 18
II-2 Prix Moyen au Détail de L'Essence Ordinaire et du Mazout de Chauffage, 1979-1981 30
II-3 Tarifs du Gaz Naturel au Nouveau-Brunswick de 1979 à 1981 30
II-4 Tarifs d'Électricité de Consommation Domestique au Nouveau-Brunswick de 1979 à 1981 30
II-5 Tarifs d'Électricité d'usage Général au Nouveau-Brunswick de 1979 à 1981 31
II-6 Tarifs d'Électricité de Consommation Industrielle au Nouveau-Brunswick de 1979 à 1981 (petites industries) 31
II-7 Tarifs d'Électricité de Consommation Industrielle au Nouveau-Brunswick de 1979 à 1981 (grandes industries) 31
II-8 Disponibilité et Écoulement d'Énergie Primaire et Secondaire en 1980 (Énergie Brute) 33
II-9 Disponibilité et Écoulement d'Énergie Primaire et Secondaire en 1980 (Énergie Nette) 34
II-10 Usage Énergétique par Secteur 1980 (Énergie Brute) 35
II-11 Usage Énergétique par Secteur 1980 (Énergie Nette) 36
II-12 Consommation de Produits Pétroliers Raffinés en 1980 37
II-13 Disponibilité et Écoulement d'Énergie Primaire et Secondaire en 1978 (Énergie Brute) 38
II-14 Disponibilité et Écoulement d'Énergie Primaire et Secondaire en 1981 (Énergie Nette) 39

Figure

I-1 Determination du Prix des Principaux Produits Pétroliers Raffinés Mars 1982... 9
II-1 Consommation d'Énergie au Nouveau-Brunswick de 1973 à 1981 19
II-2 Répartition en Pourcentage de la Consommation d'Énergie en Fonction de la Source d'Énergie Primaire au Nouveau-Brunswick en 1981 19
II-3 Répartition en Pourcentage de la Consommation d'Énergie en Fonction de l'Usage Final au Nouveau-Brunswick en 1981 20
II-4 Répartition de la Consommation d'Énergie en Fonction des Sources Principales d'Énergie Primaire au Nouveau-Brunswick de 1973 à 1981 21
II-5 Répartition de la Production d'Énergie en Fonction de la Source Primaire d'Énergie au Nouveau-Brunswick de 1973 à 1981 23
II-6 Répartition en Pourcentage de la Production d'Énergie en Fonction des Sources Principales d'Énergie Primaire au Nouveau-Brunswick en 1981 24
II-7 Répartition de la Consommation d'Énergie en Fonction des Secteurs au Nouveau-Brunswick de 1973 à 1981 25
II-8 Répartition en Pourcentage de la Consommation d'Énergie en fonction des Secteurs au Nouveau-Brunswick en 1980 26
II-9 Répartition de la Consommation de Produits Pétroliers Raffinés par Grandes Catégories de produits de 1973 à 1981 27
II-10 Répartition en Pourcentage de la Consommation de Produits Pétroliers Raffinés en fonction des Produits en 1981 28
II-11 Prix du Pétrole Domestique et de Certains Pétroles Étrangers de 1979 à 1981.... 29

PARTIE I
RÉCENTS DÉVELOPPEMENTS INTERVENUS AU CHAPITRE DE L'ÉNERGIE

1. Sur la Scène Internationale

A. Événements d'Actualité

Les deux premières années de la présente décennie ont annoncé l'introduction de plusieurs changements fondamentaux sur le marché international du pétrole.

Le prix du pétrole des pays de l'OPEP a poursuivi sa spirale ascendante amorcée en 1979, le niveau repère atteignant le prix record de 36 $ U.S. le baril en janvier 1981. Plusieurs pays de l'OPEP (Lybie, Nigéria, Algérie, Egypte, Malaysia et Vénézuéla) ont fixé le prix de leur pétrole léger à 40 ou 41 $ U.S. Par contre, l'Arabie Saoudite, jugeant ces dernières augmentations un peu excessives, a décidé de maintenir le prix de son pétrole brut léger à 32 $ U.S. le baril, soit 4 $ U.S. de moins que le niveau repère de l'OPEP. De plus, son ministre de l'Énergie, le Scheik Yamani, a annoncé qu'il continuerait d'inonder le marché avec du brut saoudien meilleur marché afin de ramener le prix des pays de l'OPEP à un niveau inférieur à 36 $ U.S. le baril. La première tentative visant à uniformiser les prix du pétrole qui a eu lieu à la réunion l'OPEP de mai 1981 s'est soldée par un échec. À la deuxième réunion qui a eu lieu au mois d'octobre à Genève, les pays de l'OPEP sont néanmoins convenus de fixer leur prix à 34 $ U.S. le baril et de ne pas dépasser un prix-plafond de 38 $ U.S. le baril. Les pays de l'OPEP sont également convenus de geler ces nouveaux prix jusqu'à la fin de 1982.

Ces importantes augmentations de prix ont eu des négatives très fortes sur la demande. La consommation totale de brut (qui comprend les liquides extraits du gaz naturel) dans le "monde libre" a chuté de 51,6 millions de barils/jour en 1979 à 48,6 millions de barils/jour en 1980 et à 44,7 millions de barils/jour en 1981. Étant donné que la production de pétrole dans les pays ne faisant pas partie de l'OPEP a continué d'augmenter à une cadence modérée, l'entière diminution de la consommation du monde libre a été absorbée par les pays de l'OPEP. Entre 1979 et 1981, la production de pétrole de l'OPEP a fléchi de 31,8 millions de barils/jour à 23,5 millions de barils/jour et sa part du marché du pétrole qui était de 61,6 pour cent n'est plus aujourd'hui que de 52,6 pour cent. Ce fléchissement a également provoqué des changements importants dans la répartition de la production pétrolière parmi les membres de l'OPEP. L'Iran et l'Iraq, embourbés dans un conflit, ont vu leur production combinée passer de 6,5 millions de barils/jour en 1979 à environ 2,3 millions de barils/jour en 1981. Le Kuweit, le Nigéria, la Lybie et l'Algérie ont également enregistré des pertes importantes au niveau de la production; l'Arabie Saoudite par contre a continué de produire du pétrole meilleur marché à des niveaux records et sa part de la production des pays de l'OPEP est passée de 30,8 pour cent à près de 40 pour cent.

Les conditions de l'offre et de la demande qui caractérisent le marché international du pétrole en 1981 ont nettement différé de celles qui prédominaient au début des années 1970. En 1973, les pays de l'OPEP fournissaient 68,5 pour cent du pétrole consommé dans le monde libre, l'Arabie Saoudite comptant pour près du quart de la production de l'OPEP. En 1981, la part de l'OPEP était tombée à environ 50 pour cent tandis que la contribution de l'Arabie Saoudite avait atteint 40 pour cent de la production des pays de l'OPEP. De plus, et la demande internationale en matière de pétrole et l'approvisionnement en pétrole ne provenant pas de l'OPEP sont devenus plus sensibles aux fluctuations des prix, en raison d'une combinaison de progrès tecbnologiques, de changements d'attitudes et de nouvelles politiques énergétiques dans nombre de pays industrialisés.

B. Perspectives de l'Avenir

L'année 1981 a sans doute été l'aurore d'une nouvelle phase du cycle de changements intervenus dans le prix du pétrole, amorcé en 1973.

Suite à l'embargo décrété en 1973 par les pays arabes, bon nombre de pays consommateurs de pétrole ont lancé des programmes visant à réduire leur consommation d'énergie en général et l'utilisation du pétrole en particulier. Les effets de ces mesures d'économie ont été plus notables ces trois dernières années. Selon une étude publiée par la revue Petroleum Intelligence Weekly (PIW),

"Le ralentissement et le déclin de la consommation de pétrole dans les pays du monde libre depuis le grand tournant de 1973 découle en grande partie d'un souci de conservation . . . ces mesures de conservation ont apparemment repré-

senté près de la moitié du ralentissement enregistré au chapitre de la croissance énergétique entre 1973 et 1980 . . . Le gros de ces mesures bien entendu, a touché directement le pétrole . . . en termes plus quantitatifs, les programmes de conservation ont apparemment permis d'économiser plus de 900 millions (6,6 milliards de barils) d'énergie équivalent pétrole entre 1973 et 1980." Cette même revue souligne également que "la tendance perceptible à partir de ces chiffres s'est manifestement accélérée depuis la seconde explosion des prix en 1979-80. La consommation d'énergie dans les cinq plus gros pays industrialisés du monde libre a fléchi pendant au moins six trimestres d'affilée, le pétrole absorbant à lui seul presque toute cette réduction . . . En fait, certains analystes estiment aujourd'hui que la consommation totale d'énergie dans le monde industrialisé (si non dans le monde libre dans son ensemble) ne pourra pas véritablement dépasser son niveau record de 1979 pendant quelques années à cause des programmes de conservation."[1]

Le potentiel de conservation visant à réduire la demande en matière d'énergie n'a pas encore été pleinement exploité jusqu'ici. Étant donné que les programmes de conservation coûtent moins cher que l'augmentation des approvisionnements étant donné que leur application ne s'est généralisée que tout récemment, l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'ils contribuent de plus en plus à réduire la demande énergétique à moyen terme.

La réduction de la demande résultant d'une utilisation plus efficace de l'énergie est due en partie à de simples mesures de conservation, en partie à des progrès technologiques et des changements structurels intervenus dans l'économie. On note en particulier vers la fin des années 1970 des méthodes de production plus décentralisées et plus économiques dans certains secteurs de l'économie, ainsi que l'adoption d'automobiles plus petites et plus économiques et l'utilisation de moteurs et d'appareils électriques à meilleur rendement. Les économies d'énergie découlant de changements économiques d'ordre technologique et structurel devraient continuer de se multiplier d'ici la fin du siècle à mesure que de nouveaux produits introduits sur le marché gagnent la faveur du public et que les structures de l'économie se décentralisent, nécessitent l'emploi de moindres capitaux et acquièrent un meilleur rendement énergétique.

Les fortes augmentations du prix du pétrole qui ont eu lieu en 1973-1974 et 1979-1980 ont amélioré la rentabilité économique de sources d'énergie de substitution que l'on jugeait jusque là peu rentables et ont stimulé leur développement et leur utilisation. Entre 1972 et 1980 par exemple, les États-Unis ont accru leur consommation de charbon aux dépens du pétrole (dont la part dans la consommation totale d'énergie a baissé de 1,4 pour cent) tandis que l'Europe et le Japon ont eu de plus en plus recours à l'utilisation du gaz naturel et à l'énergie nucléaire pour réduire leur consommation de pétrole (dont la part dans ces deux pays a diminué de près de 10 pour cent). Les recherches visant à trouver des combustibles de remplacement procèdent à une cadence rapide et l'on peut s'attendre à en récolter les fruits sous forme de sources d'énergie plus diversifiées dans chaque pays et dans le monde en général. Comme l'a fait si justement remarquer M. W.M. Brown de l'Institut Hudson, "Au cours des vingt prochaines années, il faut s'attendre dans le monde à une croissance importante de la consommation d'énergie provenant d'autres sources que le pétrole, à savoir le charbon, le gaz naturel, l'énergie nucléaire et l'énergie hydroélectrique. En gros, le recours à de nouvelles sources d'énergie équivaudra à la découverte chaque année d'un nouveau gisement de pétrole géant qui produirait entre 0,5 et 1,0 million de barils/jour."[2]

Enfin, il semble que les pays industrialisés aient entamé une période de croissance économique lente qui devrait durer jusqu'au milieu de la présente décennie. Ce ralentissement de l'activité économique devrait entraîner une diminution de la demande en matière de produits pétroliers.

Sur le plan de l'approvisionnement, cette quasi-multiplication par vingt du prix du brut depuis 1972 a provoqué une intensification des recherches de nouveaux gisements de pétrole dans le monde entier et même dans des zones frontières comme l'Arctique où l'exploitation de rèserves potentielles aux prix d'avant 1973 n'aurait pas été rentable. À cause du long décalage qui se produit entre l'exploration et la production, les avantages que l'on a jusqu'ici tirés de ce processus d'exploration accéléré n'ont été que limités. Les gisements découverts toutefois permettront d'augmenter nos réserves d'ici la fin du siècle.

Dans une récente étude, la compagnie d'investissement londonienne, Panmure Gordon and Co., a souligné que "les découvertes de nouveaux gisements dans les pays n'appartenant pas à l'OPEP se font à un rythme plus rapide que la consommation de pétrole dans tout le monde libre, pays de l'OPEP y compris. C'est là un progrès étonnant par rapport à la période 1971-1977 alors que ces découvertes ne représentaient qu'environ 50 pour cent de la consommation du monde libre . . . Compte tenu de l'affaiblissement de la demande, la durée prévue des réserves connues du monde libre est passée à 35,5 années par rapport à 28,8 années en 1973. Nous en sommes presque revenus au niveau de 1960 alors que cette durée était de 39,2 années."[3]

Les perspectives de nouvelles découvertes d'ici la fin du siècle sont également prometteuses. Selon les prévisions de la compagnie pétrolière nationale italienne Agip, "il se pourrait que l'on découvre quelque 450 milliards de barils de nouveau pétrole au cours des vingt dernières années de ce siècle. Si l'on combine cela à une réévaluation des réserves existantes et à une récupération assistée du pétrole, cela veut dire que l'on peut ajouter plus d'un trillion de barils de pétrole aux réserves actuelles qui s'élèvent à 652 milliards de barils. Ainsi, le monde disposerait d'environ 1,67 trillion de barils pour la période 1980-an 2000."[4]

Les forces majeures qui s'exercent sur l'offre et la demande en matière de pétrole tout au long de la présente décennie semblent aller dans le même sens, à savoir vers la création de conditions favorables à une stabilisation ou même une baisse des prix réels du pétrole.

---

[1]**Petroleum Intelligence Weekly**, Vol. XX n° 86, 16 nov. 1981, p. 3.

[2]William M. Brown, "Can OPEC Survive the Glut?", **Fortune**, 30 nov. 81, p. 91.

[3]**Petroleum Intelligence Weekly**, Vol. XX n° 45, 9 nov. 1981, p. 7.

[4]**Petroleum Intelligence Weekly**, Vol. XX n° 46, 16 nov. 1981, p. 6.

Le ministre saoudien du pétrole estime lui aussi que les prix réels du pétrole devraient baisser au cours des cinq prochaines années. Dans une entrevue accordée à la revue Petroleum Intelligence Weekly, le Scheik Yamani a déclaré ce qui suit: ". . . si je veux hasarder une conjecture, je dirais que le prix du pétrole deviendra uniforme au cours de la présente année et qu'il se stabilisera jusqu'au moins la fin de 1982. Selon la courbe de la demande en décembre 1982, il se peut qu'il y ait une hausse insignifiante de ce prix en 1983. Le même phénomène devrait se produire en 1984, 1985 et sans doute aussi en 1986. Mais cette hausse ne fera que refléter le taux d'inflation ou peut-être même la moitié du taux d'inflation prévu pour ces années."[5]

Les deux premières conjectures du Scheik Yamani sont devenues réalité: les prix pratiqués par les pays de l'OPEP ont atteint le niveau uniforme de 34 $ U.S./baril en octobre 1981 et ces prix officiels ont été fixés jusqu'à la fin de 1982. Les conditions du marché devraient permettre la concrétisation des conjectures résiduelles.

TABLEAU I–1. PRIX REPÈRE DE L'OPEP, 1979–81

en Dollars Américains

		Prix repère de l'OPEP
décembre	1978	12,70
janvier	1979	13,34
juillet	1979	18,00
déc.	1979	24,00
janvier	1980	28,00
juillet	1980	32,00
déc.	1980	32,00
janvier	1981	36,00
octobre	1981	34,00*

* doit rester constant tout au long de l'année 1982.

[5]**Petroleum Intelligence Weekly**, Special Supplement, 5 oct. 1981, pp.1-2.

TABLEAU I–2. PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT DANS CERTAINS PAYS, 1979–1981

Millions de Barils par Jour

	1979	1980	1981	% de variation 1981/1979
OPEP				
Pétrole brut				
Aràbie Saoudite	9,5	9,9	9,8	3,2
Iran	3,1	1,5	1,3	–58,1
Iraq	3,4	2,6	0,9	–73,5
Kuweit	2,5	1,6	1,1	–56,0
Vénézuela	2,4	2,2	2,1	–12,5
Lybie	2,1	1,8	1,1	–47,6
Nigéria	2,3	2,1	1,4	–39,1
Autres pays	5,5	5,1	4,8	–12,7
TOTAL	30,8	26,8	22,5	–26,9
TOTAL OPEP (liquides extraits du gaz naturel y compris)	31,8	27,8	23,5	–26,1
PAYS NON COMMUNISTES N'APPARTENANT PAS À L'OPEP				
Pétrole brut				
États-Unis	8,5	8,6	8,6	1,2
Mexique	1,5	1,9	2,3	53,3
Canada	1,5	1,4	1,3	–13,3
Mer du nord	2,0	2,2	2,3	4,5
Autres pays	4,2	4,2	4,4	4,8
TOTAL	17,7	18,3	18,9	6,2
TOTAL DES PAYS NON COMMUNISTES N'APPARTENANT PAS À L'OPEP (liquides ext. du gaz nat. y compris)	19,8	20,8	21,2	7,1
TOTAL MONDE LIBRE	51,6	48,6	44,7	–13,4
AUTRES				
URSS	11,4	11,7	11,8	3,5
Autres pays d'Europe de l'est	0,4	0,4	0,4	0,0
Chine	2,1	2,1	2,0	–4,8
TOTAL AUTRES	13,9	14,2	14,2	2,2
TOTAL	65,5	62,8	58,9	–10,1
PART DE L'OPEP DANS LA PRODUCTION DU MONDE LIBRE (%)	61,6	57,2	52,6	

2. Faits Nouveaux à l'Échelon National

En 1980-1981, la scène énergétique canadienne a été dominée par l'adoption du programme énergétique national au mois d'octobre 1980, par la querelle entre le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Alberta au sujet de la fixation des prix de l'énergie, des impôts et du partage des revenus, et par l'entente conclue entre l'Alberta et Ottawa au mois de septembre 1981.

A. LE PROGRAMME ÉNERGÉTIQUE NATIONAL (PEN)

a. Le Prix du Pêtrole

Le PEN énonçait deux des principes fondamentaux de la politique du gouvernement fédéral relative à la fixation des prix du pétrole:

- le gouvernement s'engageait à fixer un prix unique pour le brut au Canada, et
- à établir un prix du pétrole "propre au Canada", déterminé par la conjoncture canadienne et les besoins de l'économie du Canada.

Le PEN insistait sur les avantages économiques qu'il y avait à se départir au Canada des prix pratiqués sur le marché international:

- l'évolution des prix intérieurs a des conséquences importantes sur la répartition des revenus entre les consommateurs et le gouvernement et entre les divers gouvernements. Ce domaine d'intérêt public ne peut être laissé entre les mains de l'OPEP.
- Il n'est nullement nécessaire pour stimuler les programmes de conservation de l'énergie de lier les prix du pétrole canadien aux prix internationaux. Au lieu de punir le consommateur par d'importants changements imprévus dans les prix du pétrole, on peut favoriser les efforts de conservation grâce à une courbe d'augmentations régulières et prévisibles.
- Si l'on adoptait les prix internationaux pour le pétrole canadien, on n'encouragerait pas forcément une hausse des approvisionnements. La part écrasante de la production canadienne actuelle en matière de gaz et de pétrole existait déjà avant l'escalade rapide des prix du pétrole sur le marché international qui a débuté en 1973. Il n'est donc pas nécessaire de verser aux producteurs des profits excessifs sur ces réserves pour encourager de nouvelles découvertes.
- Si le prix du pétrole canadien atteignait le méme niveau que les prix internationaux, cela aurait des conséquences néfastes sur la compétitivité du Canada sur les marchés internationaux. Afin de donner aux firmes canadiennes un avantage compétitif sur le marché des exportations, il est nécessaire de maintenir les prix intérieurs du pétrole en-deçà des prix internationaux.

Malgré tous ces arguments en faveur d'un prix canadien du pétrole, la formule particulière choisie par le PEN revêt un caractère à la fois partial et temporarire.

Nouveau Pétrole. – Le PEN admet que plusieurs des nouvelles sources de pétrole ne sont pas rentables au prix conventionnel et propose des prix spéciaux pour divers types de nouveaux pétroles.

- Le pétrole synthétique extrait des sables bitumineux sera doté d'un prix de référence. "Ce prix sera soit de 38 $ le baril, avec effet au 1er janvier 1981 et rajustement annuel subséquent en fonction de l'indice de prix à la consommation, soit le prix international s'il est de moins de 38 $."
- Les producteurs de pétrole qui utilisent les méthodes de récupération tertiaires approuvées toucheront un supplément spécial en sus du prix conventionnel à la tête de puits. "Pour une compagnie produisant un brut typique de 15 degrés par des méthodes tertiaires approuvées, le prix total à la tête de puits au 1er janvier 1981 sera d'environ 30 $ le baril. À cette date, le supplément sera d'à peu prés 14 $ le baril, appliqués également à toutes les qualités de brut. Le supplément sera corrigé chaque année comme le prix de référence des sables pétrolifères."
- Une prime spéciale, bien que non spécifiée à cette date, sera également offerte aux sociétés qui s'occupent d'améliorer le pétrole brut lourd.

Il est clair d'après ce qui précède qu'en vertu du PEN, le prix du pétrole synthétique (et les autres prix de référence spéciaux) sera typiquement canadien aussi longtemps qu'il sera inférieur aux prix internationaux. Après avoir atteint le plafond établi par les prix inter-

nationaux, le niveau du prix de référence sera entièrement fonction du marché international. Il faut noter que le niveau du prix de référence au mois de janvier 1982 a été établi dans le PEN à 41,85 $ et que le prix moyen du pétrole importé débarqué à Montréal pendant la même période était d'environ 42,50 $. Par ailleurs, les pays de l'OPEP ont convenus en octobre 1981 de maintenir le prix du pétrole à un niveau fixe pendant toute l'année 1982 (34 $ U.S. le baril), et le fléchissement de la demande devrait normalement empêcher toute hausse des prix du pétrole durant la première moitié de la présente décennie. Étant donné ces circonstances, le tableau des prix de référence figurant dans le PEN risque de devenir hors de propos, et le prix du pétrole synthétique au Canada durant cette période ne sera pas propre au Canada et suivra pas à pas les prix internationaux.

Pétrole Classique. – Le PEN comportait également un tableau des prix du pétrole classique divisé en trois périodes de temps.

Du 1er janvier 1981 à la fin de 1983, le prix devait augmenter d'un dollar par baril tous les six mois; au cours des deux années suivantes, ce même prix augmenterait de 2,25 $ par baril tous les six mois. À partir de 1986, le prix augmenterait au taux de 3,50 $ le baril tous les six mois jusqu'à ce qu'il atteigne son niveau voulu par rapport au prix de référence des sables bitumineux, niveau qui serait fonction de sa qualité.

Étant donné que le prix canadien du pétrole classique était tellement inférieur aux prix internationaux en 1980, le tableau des augmentations que contient le PEN fait état de prix "canadiens" pendant une plus longue période que dans le cas du pétrole synthétique.

Le Prix Combiné. – Le PEN faisait état d'un prix uniforme pour tous les raffineurs du pays grâce à une prolongation du système existant de taxes sur le raffinage. "Tous les raffineurs canadiens acquitteront un nouveau prélèvement d'indemnisation pétrolière, comprenant la taxe du Syncrude, afin de défrayer le coût d'indemnisation du pétrole importé. Le produit de ces droits servira à verser aux raffineurs importateurs des sommes suffisantes pour ramener le coût moyen du pétrole importé au prix du pétrole pour les raffineurs canadiens. . . . Le fardeau du prix des importations sera du même coup transféré du contribuable au consommateur."

Ce prix combiné ne peut toutefois dépasser un seuil très rigoureux: sa valeur ne saurait dépasser "85 pour cent du prix international ou le prix moyen du pétrole aux États-Unis, s'il est inférieur au prix international." Malgré la démarcation présumée des prix du pétrole canadien, le prix international du pétrole joue un rôle fondamental en ce qui concerne l'établissement du prix que doivent payer les Canadiens en vertu du PEN. Tout d'abord, le PEN fixe un plafond quant au prix du pétrole provenant de sources diverses; deuxièmement, il influe sur le niveau de la redevance à payer en fixant la limite supérieure du prix combiné.

b. Prix du Gaz Naturel

La politique relative à la fixation des prix du gaz naturel qui figure dans le PEN vise deux objectifs fondamentaux:

- elle vise à stimuler la production de gaz, et
- à encourager les consommateurs à utiliser le gaz naturel plutôt que le pétrole.

C'est à ces fins que le gouvernement fédéral a décidé de fixer les prix du gaz naturel expédié à l'échelon interprovincial pour tous les centres urbains situés à l'est de l'Alberta. "Pendant les trois années commençant le 1er novembre 1980, le prix de ce gaz augmentera de 45 ¢ les mille pieds cubes par an."

Le prix que devront payer les consommateurs pour le gaz naturel (qui comprend les nouvelles taxes), augmentera toutefois à une cadence inférieure au prix du pétrole, ce qui provoquera un grand écarte entre les prix du gaz et du pétrole au cours de la période s'etalant entre 1981 et 1983.

Le déclin relatif du prix du gaz vise essentiellement à stimuler le remplacement du pétrole par le gaz tandis que l'égalité des prix pratiquée dans les principaux centres urbains situés à l'est de l'Alberta vise à améliorer la rentabilité financière du gazoduc à destination des Maritimes.

c. Taxes

Estimant qu'il n'a pas les recettes nécessaires pour remplir ses obligations nationales, le gouvernement fédéral a décidé d'imposer un certain nombre de nouvelles taxes sur le pétrole et le gaz naturel.

- Nouvelle taxe sur le gaz naturel et tous les gaz de pétrole liquéfié produits au Canada et vendus sur les marchés national et international. Le niveau de cette nouvelle taxe a été fixé à 30 ¢ par million de pieds cubes à compter du 1er novembre 1980 et sera augmenté de 15 ¢ par million de pieds cubes le 1er juillet 1981 ainsi qu'aux mois de janvier 1982 et 1983.
- Nouvelle taxe sur les revenus nets de production de pétrole et de gaz. Pour commencer, cette taxe a été fixée au taux de huit pour cent des revenus d'exploitation nette découlant de la production de pétrole et de gaz. On prévoit de modifier ce pourcentage à mesure que le prix du pétrole augmentera de plus de 2 $ le baril par année.

Le PEN proposait également d'importants changements au système de primes d'encouragement à la production de pétrole et de gaz. La provision pour reconstitution des gisements a subi une baisse substantielle et a été partiellement remplacée par un programme de subventions directes.

Cette provision a été modifiée comme suit à compter du 1er janvier 1981.

- Pour les sociétés, la déduction pour épuisement relative aux dépenses intérieures d'exploration sera gagnée à raison de 33 ⅓ % des dépenses admissibles, après déductions des encouragements, subies en 1981.
- Ensuite, la déduction pour épuisement relative aux dépenses intérieures d'exploration hors des Terres du Canada sera éliminée progressivement. Son taux passera à 20 % en 1982, à 10 % en 1983 et à zéro en 1984.
- La déduction pour épuisement sera supprimée à l'égard des dépenses de mise en valeur du pétrole et du gaz conventionnel.
- La déduction pour épuisement relative aux dépenses approuvées consacrées aux projets intégrés de sables pétrolifères, aux projets de récupération as-

sistée et aux installations de transformation du pétrole brut lourd sera gagnée à raison de 33 ⅓ % des dépenses admissibles—après déductions des encouragements, subies en 1981 et par la suite.

- Les dépenses admissibles seront définies de manière à exclure certains frais administratifs et généraux.
- Dans tous les cas, l'épuisement gagné pourra être déduit à concurrence de 25 % du revenu des ressources.
- Les particuliers ne pourront se prévaloir de la déduction pour épuisement.

Le gouvernement fédéral a admis que les changements apportés à la provision pour reconstitution des gisements, s'ils demeurent sans indemnisation, limiteront sérieusement le désir des sociétés de procéder à des travaux d'exploration et de mise en valeur. Pour contrebalancer cela, le gouvernement fédéral a adopté un nouveau système de subventions pour les compagnies qui y ont droit. En vertu de programme de primes d'encouragement aux compagnies pétrolières, des subventions directes seront versées comme suit.

- Pour l'exploration pétrolière et gazière n'importe où au Canada, les entreprises appartenant pour au moins 50 % à des Canadiens et sous contrôle canadien auront droit à un encouragement égal à 10 % des coûts approuvés subis en 1982 et 1983, et à 15 % ensuite. Les entreprises appartenant pour au moins 75 % à des Canadiens et sous contrôle canadien, auront droit à un encouragement de 35 % des coûts approuvés subis en 1981 et par la suite.
- Pour la mise en valeur du pétrole et du gaz n'importe où au Canada, ainsi que les dépenses d'immobilisation approuvées dans les projets intégrés de sables pétrolifères, des projets de récupération tertiaire et les installations de transformation du pétrole brut lourd, les entreprises appartenant pour au moins 50 % à des Canadiens et sous contrôle canadien auront droit à un encouragement de 10 % des coûts approuvés subis en 1982 et par la suite.

  Les entreprises appartenant pour au moins 75 % à des Canadiens et sous contrôle canadien auront droit à un encouragement de 20 % des coûts approuvés subis en 1981 et par la suite.
- Pour l'exploration sur les Terres du Canada, toutes les entreprises auront droit à un encouragement de 25 % des coûts approuvés subis en 1981 et par la suite, en plus des paiements versés pour l'exploration n'importe où au Canada.

  Les entreprises appartenant pour au moins 50 % à des Canadiens et sous contrôle canadien auront droit à un encouragement supplémentaire égal à 10 % des coûts approuvés subis en 1981 et par la suite.

  Les entreprises appartenant pour au moins 75 % à des Canadiens et sous contrôle canadien auront droit á un encouragement supplémentaire égal à 20 % des coûts approuvés subis en 1981 et par la suite.
- Dans tous les cas, les particuliers canadiens auront droit aux mêmes encouragements que les entreprises appartenant pour au moins 75 % à des Canadiens et sous contrôle canadien.

d. Terres du Canada

En vertu de l'Acte de l'Amérique du Nord britannique, plus des deux-tiers de la superficie du Canada tombent dans la juridiction du gouvernement fédéral. Ces "Terres du Canada" contiennent de vastes réserves de pétrole et de gaz naturel inexploitées. Afin d'accélérer les activités d'exploration et de mise en valeur dans ces régions prometteuses, le gouvernement fédéral a adopté toute une nouvelle série de règlements pour la gestion de ces terres. Les objectifs primordiaux de ce nouveau régime sont les suivants:

- assurer une exploitation active de droits pétroliers et gaziers;
- reserver à la Couronne un intérêt de 25 % dans tous droits sur les Terres du Canada; cet intérêt sera exercé par Petro-Canada ou une autre société d'état désignée;
- accroître la participation canadienne. Une participation canadienne — privée ou publique — d'au minimum 50 %, au niveau de la propriété, sera exigée dans toute production provenant des terres du Canada;
- veiller à ce qu'une forte proportion de biens et de services canadiens entre dans les activités pétrolières et gazières menées sur les Terres du Canada;
- veiller à ce que le Canada reçoive une juste part de la rente économique.

En plus de la redevance fondamentale de 10 pour cent, une redevance progressive sera instituée en fonction de la rentabilité de chaque puits producteur. En vertu des conditions de cette redevance additionnelle progressive, le titulaire d'un permis de production délivré par le gouvernement fédéral verse à la Couronne une redevance de base de 10 %, plus 40 % du profit annuel net tiré de la production pétrolière et gazière en vertu de son permis, au-dessus d'un taux de rendement minimum fixé à 25 %.

e. Accroissement de la Participation Canadienne

Le PEN reconnaît qu'une forte proportion du secteur énergétique canadien appartient ou est contrôlé par des firmes étrangères. Compte tenu de la structure actuelle de l'industrie du pétrole et du gaz naturel, une part importante des prix plus élevés irait à des intérêts étrangers. Afin d'assurer "qu'une part plus importante de l'accroissement considérable de la valeur des réserves pétrolières du Canada, occasionné par la conjoncture internationale, revienne aux Canadiens", le PEN réaffirmait la promesse du gouvernement fédéral "de modifier sensiblement la structure de l'industrie du pétrole et du gaz naturel." Ce programme de "canadianisation" vise trois objectifs principaux:

- une participation canadienne d'au moins 50 % dans la production de pétrole et de gaz d'ici 1990;
- un contrôle canadien dans un nombre appréciable des plus grandes entreprises pétrolières et gazières;
- un accroissement de la part du secteur pétrolier et gazier appartenant au gouvernement du Canada.

f. Diminution de la Part du Pétrole dans la Consummation Total d'Énergie

L'un des objectifs primordiaux du gouvernement fédéral, est *de ramener l'utilisation du pétrole dans chacun des secteurs résidentiel, commercial et industriel, dans chaque province, à pas plus de 10 % de la consommation totale d'énergie du secteur.*

Si cet objectif est atteint, la consommation de pétrole au Canada diminuera

de 400 000 barils par jour, ce qui supprimera pratiquement la nécessité d'importer du pétrole pendant les cinq prochaines années.

Pour atteindre cet objectif, on mettra sur pied un certain nombre de programmes:

- un programme de subventions imposables visant à convertir les systèmes de chauffage au pétrole en systèmes de chauffage fonctionnant au gaz, à l'électricité ou à d'autres sources d'énergie renouvelable;
- un programme visant à prolonger le gazoduc de gaz naturel jusqu'au Québec et aux Maritimes;
- utilisation accrue des sources d'énergie renouvelable par l'expansion des programmes existants et la création d'une nouvelle société énergétique, Enertech Canada, qui aura pour mission de stimuler et d'appuyer la production commerciale de sources d'énergie renouvelable et de techniques de conservation;
- adoption d'un programme de conservation plus intense dans les provinces et territoires qui ne disposent ni de gaz naturel ni d'électricité à bon marché pour remplacer le pétrole.

B. ENTENTE ENTRE OTTAWA ET L'ALBERTA. 1981

a. Avant-Propos

Le gouvernement albertain a rejeté le régime de fixation des prix du pétrole et du gaz naturel proposé par le gouvernement fédéral dans le PEN. Pour manifester son opposition au PEN, le gouvernement albertain a adopté un programme de coupures périodiques dans sa production de pétrole jusqu'à ce qu'un nouvel accord sur les prix du pétrole et du gaz naturel soit conclu. Les négociations entre les deux gouvernements ont eu lieu durant la majeure partie de l'année 1981 et ont abouti à l'entente sur la fixation des prix et la taxation des ressources énergétiques du 1er septembre et la dite entente qui est entrée en vigueur le 1er septembre 1981 et expirera le 31 décembre 1986 stipule ce qui suit:

b. Le Prix du Pétrole

Le principe d'un prix du pétrole "canadien" demeure dans le nouveau régime des prix mais le niveau des prix diffère considérablement.

Nouveau Pétrole. – Dans le PEN, les prix internationaux ne s'appliquaient qu'à la production de pétrole synthétique à partir des sables bitumineux (à l'exclusion de la production actuelle de Suncor), un supplément spécial étant offert aux entreprises d'extraction du pétrole utilisant des méthodes de récupération tertiaire assistée. Dans la nouvelle entente, la définition de nouveau pétrole susceptible d'être vendu aux prix internationaux a été élargie et inclut désormais:

- le pétrole provenant de gisements découverts après le 31 décembre 1980;
- le pêtrole classé "supplémentaire", récupéré de gisements ou parties de gisements où l'on a commencé à mettre en oeuvre des techniques de récupération assistée autres que les techniques d'injection d'eau après le 31 décembre 1980;
- le bitume brut obtenu grâce à des projets de sables pétrolifères expérimentaux et non intégrés mis en oeuvre après le 31 décembre 1980;
- le pétrole synthétique (y compris la production actuelle de Suncor et de Syncrude);
- le pétrole des terres du Canada.

L'entente signée entre le Canada et l'Alberta contient un prix de référence du "nouveau pétrole" (PRNP) qui sert à calculer le prix réel du nouveau pétrole, tel qu'on l'a défini ci-dessus. Selon ce tableau, le prix du nouveau pétrole est fixé à 47,30 $ le baril à compter du 1er janvier 1982; il sera augmenté deux fois par an selon un pourcentage précis et il atteindra le prix de 79,10 $ le baril au 1er juillet 1986.

Comme dans le cas du PEN, le tableau du PRNP ne peut dépasser un certain plafond qui est fixé par le niveau des prix internationaux du pétrole. En particulier,

- le PRNP (rajusté en fonction de la qualité moyenne du pétrole brut importé livré à Montréal) ne dépassera pas 100 % du prix international effectif du pétrole;
- les PRNP pour des qualités particulières de pétrole ne dépasseront pas, en règle générale, les prix payés à Montréal pour des qualités équivalentes de pétrole international.

Afin de pouvoir procéder à une comparaison juste et équitable avec les prix internationaux du pétrole, l'entente proposait que le prix du nouveau pétrole comprenne dès le départ, c'est-à-dire à compter du 1er janvier 1982, des différentiels de qualité appropriés, fixés deux fois par an par le gouvernement du Canada qui aura consulté à ce sujet les gouvernements des provinces productrices.

Ancien Pétrole Classique. – Aux fins de l'entente sur les prix du pétrole, on entend par "ancien pétrole classique" le pétrole extrait d'un gisement découvert à l'origine avant le 4 janvier 1981.

Pour ce type de pétrole, les gouvernements du Canada et de l'Alberta ont convenus des augmentations suivantes:

- augmentation initiale de 2,50 $ le baril le 1er octobre 1981. Cette augmentation porte le prix de l'ancien pétrole classique à 21,25 $ le baril;
- deux augmentations de 2,25 $ le baril en 1982, la première le 1er janvier et la seconde le 1er juillet;
- une série d'augmentations biannuelles de 4 $ le baril, à compter du 1er janvier 1983 et ce, jusqu'au 1er juillet 1986.

Le tableau des augmentations ci-dessus est soumis à la condition que "le prix moyen global de l'ancien pétrole classique, plus les frais de transport jusqu'à Montréal, le tout ajusté en fonction de la qualité ne dépasse pas 75 % du prix international effectif du pétrole." Le prix international du pétrole peut se définir comme étant "le prix moyen du pétrole brut importé livré à Montréal tel qu'établi par l'Office des indemnisations pétrolières".

Le tableau des augmentations de prix décidées par le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta ne s'applique donc que lorsque le prix de l'ancien pétrole classique livré à Montréal ne dépasse pas 75 % du prix du pétrole importé livré à Montréal. Une fois le plafond atteint, les augmentations de prix du pétrole domestique sont alors régies par l'escalade des prix du pétrole importé.

Le pétrole brut classique domestique est de qualité supérieure au pétrole importé en ce qui concerne sa densité et sa teneur en soufre. Afin de pouvoir procéder à une comparaison équitable des

prix entre les deux sortes de pétrole, il est nécessaire de supprimer les variations de qualité en se servant des différentiels de qualité appropriés. À l'instar de ce que nous avons fait pour le nouveau pétrole, nous avons appliqué un tableau des différentiels de qualité à l'ancien pétrole classique. L'augmentation due aux ajustements de qualité de l'ancien pétrole classique n'est pas immédiate mais elle sera graduellement introduite afin qu'à chaque augmentation de 1 $ le baril, corresponde une augmentation de 0,02 $ le baril relativement à la qualité en fait de densité et de teneur en soufre.

Il convient de souligner toutefois que les ajustements de qualité n'ont de raison d'être que lorsque le prix domestique de l'ancien pétrole classique se situe aux alentours du plafond fixé et qu'une comparaison avec les prix internationaux, sans qu'il soit question de différentiels de qualité, est nécessaire.

Taxe d'Indemnisation Pétrolière (TIP). – Dans la Convention signée entre Ottawa et l'Alberta, tout comme dans le PEN, les TIP servent à garantir un prix uniforme du pétrole brut dans tout le pays. Dans le PEN toutefois, il n'y avait aucune restriction quant au montant de la taxe prélevée par le gouvernement fédéral. En fait, les auteurs du PEN espéraient que les TIP deviendraient une nouvelle source de revenu pour les coffres du gouvernement fédéral. Dans la convention en question, le gouvernement du Canada a fait part de son intention "de fixer la taxe d'indemnisation pétrolière à un niveau tel qu'il ne subsistera aucune recette dépassant le montant requis pour financer l'indemnisation des importateurs de pétrole et le pétrole auquel s'appliquera le prix de référence du nouveau pétrole, au cours de la période allant de 1981 à 1986.

Le Prix Combiné – Étant donné que les frais d'indemnisation pétrolière sont fixés de manière à couvrir entièrement le coût des subsides applicables au pétrole importé et au pétrole domestique "nouveau", le prix combiné du pétrole brut peut se calculer comme la moyenne pondérée du prix des différentes sources de pétrole. De manière explicite, cela veut dire:

(1) prix combiné = $P_1 (W_1) + P_2 (W_2) + P_3 (W_3)$

Alors que P_1 = prix de l'ancien pétrole classique, livré à Montréal

P_2 = prix du nouveau pétrole, livré à Montréal

P_3 = prix du pétrole importé, livré à Montréal, ajusté relativement à la qualité

W_1, W_2, W_3 = parts relatives de l'ancien pétrole classique du pétrole domestique "nouveau" et des importations compensables dans la consommation globale de pétrole, respectivement.

Lorsque le prix de l'ancien pétrole classique atteint 75 % du prix international et que celui du nouveau pétrole atteint 100 %, la formule relative au prix combiné du pétrole domestique devient:

(2) prix combiné = $0{,}75\ aP_3 (W_1) + bP_3 (W_2) + P_3 (W_3)$

et enfin

(3) prix combiné = $P_3 (0{,}75\ aW_1 + bW_2 + W_3)$

lorsque

a = ajustement différentiel de qualité en ce qui concerne l'ancien pétrole classique, a étant supérieur à 1, et

b = ajustement différentiel de qualité en ce qui concerne le pétrole vendu au prix de référence du pétrole "nouveau", b étant supérieur à 1.

Selon la formule 3, le prix combiné du pétrole domestique, une fois que les plafonds ont été atteints, dépend exclusivement du prix du pétrole importé livré à Montréal ainsi que des parts relatives de l'ancien pétrole classique, du pétrole "nouveau" et du pétrole importé dans la consommation globale de pétrole. Le chiffre entre parenthèses indique le rapport entre le prix mélangé du pétrole domestique et le prix international en ce qui concerne des pétroles de qualité équivalente.

c. Prix du Gaz Naturel

Contrairement au PEN, où le prix du gaz naturel était fixé à l'entrée des villes, l'entente stipule que "le prix du gaz naturel destiné aux marchés intérieurs situés à l'est de l'Alberta sera le prix fixé aux limites de l'Alberta. Ce prix en vigueur le 1er septembre 1981 sera haussé de 25 ¢ par millier de pieds cubes à partir du 1er février 1982 et, à nouveau, de 25 ¢ par millier de pieds cubes tous les six mois."

Afin de promouvoir la consommation de gaz naturel dans les provinces situées à l'est de l'Alberta, le gouvernement de l'Alberta a accepté de verser des stimulants fiscaux au gouvernement du Canada. Ces stimulants toutefois, ne serviront qu'à subventionner:

- des services d'utilité publique se consacrant au transport du gaz afin de les aider à étendre les réseaux de transport du gaz jusqu'à de nouveaux marchés canadiens situés à l'est de l'Alberta;
- des services d'utilité publique se consacrant à la distribution du gaz pour qu'ils créent de nouveaux marchés canadiens à l'est de l'Alberta.

Le montant de ces stimulants fiscaux équivaudra au produit de

- 30 % du prix aux limites de l'Alberta en vigueur à la fin de l'année pour laquelle la subvention en vigueur à la fin est versée et de
- la quantité de "nouveau gaz" acheté pendant ce trimestre pour les marchés situés à l'est de l'Alberta, telle que mesurée aux limites de l'Alberta.

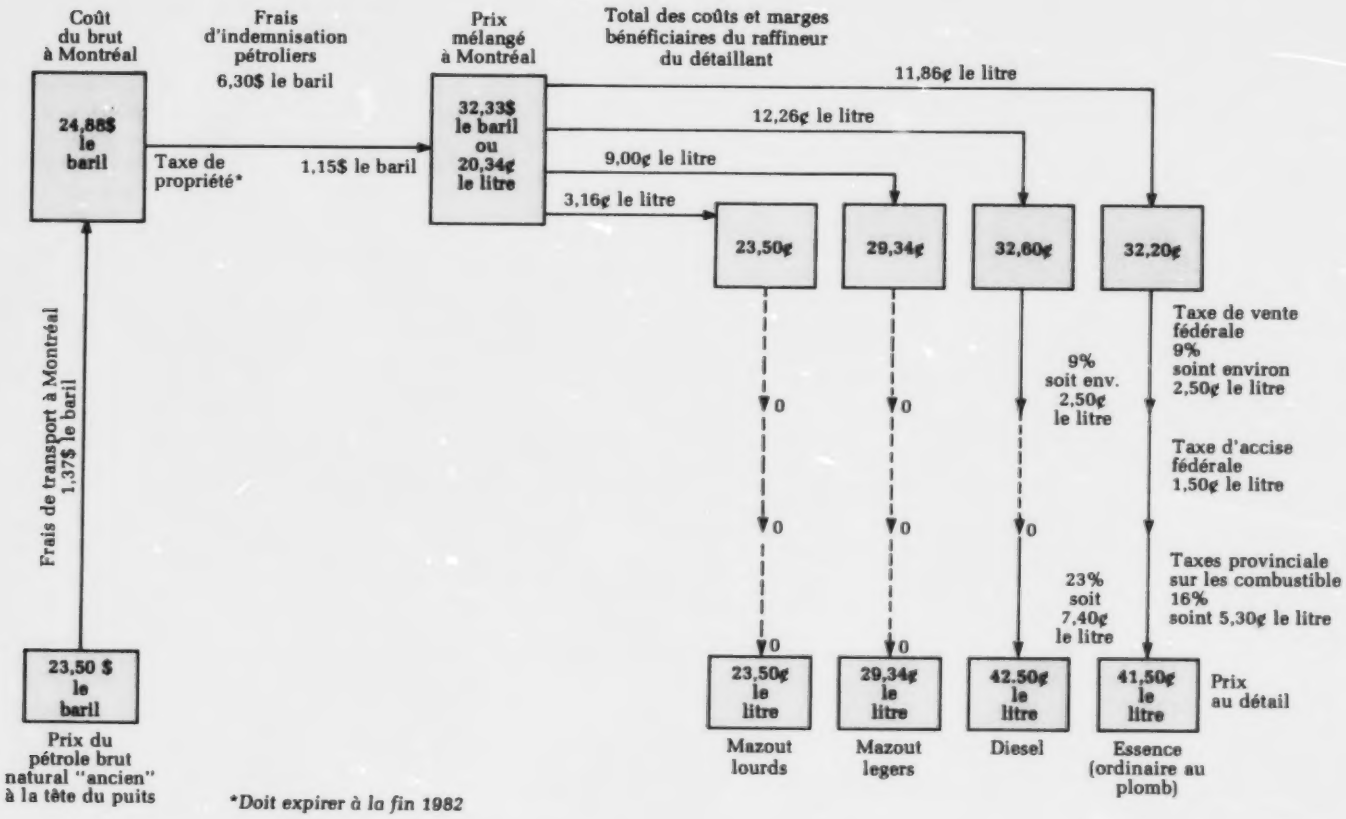
Ces stimulants fiscaux sont calculés, administrés et payés par le gouvernement fédéral.

d. Taxes

L'entente contient les amendements suivants au régime d'imposition proposé dans le PEN:

- l'impôt sur les exportations de gaz naturel est supprimé; l'impôt sur les exportations de gaz de pétrole liquéfié demeure par contre inchangé;
- la taxe sur les recettes pétrolières et gazières (TRPG) passe de 8 pour cent à 16 pour cent. L'assiette de l'impôt est toutefois réduite grâce à l'adoption d'une nouvelle déduction pour ressources à 25 pour cent des recettes de production;

FIG. I-1. DETERMINATION DU PRIX DES PRINCIPAUX PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS, MARS 1982 (SAINT-JEAN, N.-B.)



Doit expirer à la fin 1982

– une nouvelle taxe sur les recettes pétrolières supplémentaires (TRPS) en vigueur à compter du 1er janvier 1982. Cet impôt sera fixé au taux de 50 pour cent sur les recettes supplémentaires provenant du pétrole "ancien" aprés déduction des redevances fédérales. Comme l'explique le tableau D de l'entente, "les recettes supplémentaires représentent la différence entre les recettes effectivement perçues par une personne détenant un intérêt dans la production et les recettes qui auraient été perçues en cas d'application du barème de prix prévu par le PEN."

C. AUX TERMES DU PEN ET DE L'ENTENTE PRIX DU PÉTROLE

a. Pétrole Brut

L'entente contient un tableau des augmentations semi-annuelles du prix à la tête de puits du pétrole classique qui dépassent les augmentations prévues par le PEN. De plus, l'entente élargit considérablement la définition du pétrole susceptible d'étre vendu au prix de référence du nouveau pétrole et elle supprime le plafond imposé sur le prix combiné. Il s'ensuit que le prix combiné, aux termes de l'entente, dépasse généralement le prix correspondant dans le PEN. Par exemple, le prix combiné de juillet 1982 (34,64 $) dépasse d'environ 5 $ le baril le prix qui aurait été en vigueur aux termes du PEN, les autres éléments restant constants. Pour l'avenir, l'excédent du prix combiné en vertu de l'entente par rapport aux prix du PEN dépendra de la courbe des prix internationaux et de la répartition des réserves de pétrole au Canada (à savoir, parts relatives de l'ancien pétrole classique, du pétrole "nouveau" et du pétrole importé).

b. Dérivés Raffinés du Pétrole

Le rapport existant entre les prix du brut et le prix au détail des dérivés raffinés du pétrole figure sous forme graphique à la figure 1. On remarquera que le prix des dérivés du pétrole englobe le prix combiné du brut (ce qu'il en coûte

aux raffineries), les coûts et les marges des raffineurs et des distributeurs, les impôts fédéraux s'il y a lieu plus les taxes fédérales sur les combustibles, le cas échéant. Par exemple, au mois de mars 1982, le coût du brut représentait 49,0 pour cent du prix au détail de l'essence ordinaire au plomb à Saint-Jean; les coûts et les marges représentaient 28,0 pour cent supplémentaires, les impôts fédéraux représentaient 9,6 pour cent et les taxes provinciales, 12,8 pour cent.

Quelles conséquences cette entente aura-t-elle sur l'evolution de ces prix? Le ministère fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources a préparé une prévision des prix futurs des produits du pétrole conformément aux prix du pétrole brut contenus dans l'entente. Selon ces prévisions, les prix de l'essence passeront à 1,94 $ le gallon en mars 1982 et atteindront 3,51 $ le gallon d'ici à la fin de 1986; de même, le mazout domestique augmentera de 1,21 $ le gallon entre le printemps 1982 et la fin de 1986, passant de 1,36 $ à 2,57 $ le gallon.

Ces prévisions fédérales ont été préparées avant que la diminution sensible de la consommation de pétrole dans les pays industrialisés ne commence à faire baisser les prix internationaux du pétrole. Depuis la signature de cette entente, la production de pétrole dans les pays de l'OPEP a diminué d'environ cinq millions de barils par jour, le prix repère uniforme des pays de l'OPEP est tombé à 34 $ U.S. le baril et le prix au jour du brut léger en provenance du Moyen-Orient a chuté de 4 $ U.S. le baril pour atteindre la somme de 28 $ le baril en mars 1982. Ces prévisions fédérales semblent donc surestimer le rythme de croissance des prix internationaux du pétrole au cours des cinq prochaines années. En l'absence d'une version remaniée des prévisions du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, le Secrétariat à l'Énergie a préparé une prévision provisoire sur les prix des produits raffinés du pétrole pour la période 1982-1986. On remarquera que cette prévision est basée sur une interprétation des événements futurs elle-même fondée sur les renseignements dont on disposait au moment de mettre sous presse et qu'elle présuppose le respect des conditions de cette entente.

Selon la prévision du Secrétariat à l'Énergie, comme en témoigne le tableau 3, entre 1982 et 1986, le prix de l'essence ordinaire au plomb augmentera de 1,81 $ le gallon pour atteindre 2,58 $ le gallon; le prix de l'essence diesel augmentera de 38 pour cent pour atteindre 2,61 $ le gallon en 1986; quant au prix du mazout domestique, il augmentera régulièrement, passant de 1,34 $ à 1,86 $ le gallon.

TABLEAU I–3. PRIX* DE CERTAINS PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS, 1982–86 (Saint-Jean)

	Essence à moteur ordinaire au plomb		Diesel		Mazout de chauffage	
	¢ le litre	$ le gallon	¢ le litre	$ le gallon	¢ le litre	$ le gallon
1982	41,60	1,89	42,79	1,95	29,44	1,34
1983	46,28	2,10	48,03	2,18	32,97	1,50
1984	50,72	2,31	52,71	2,40	36,32	1,65
1985	53,58	2,44	55,72	2,53	38,48	1,75
1986	56,81	2,58	59,18	2,69	40,91	1,86

* Prix moyens de l'année civile.

3. Faits Nouveaux à l'Échelon Provincial

A. PÉTROLE

Pétrole Classique. – La province du Nouveau-Brunswick a introduit en 1980 des réglements plus rigoureux en ce qui concerne l'octroi de baux et de permis, et ce afin d'encourager la prospection. Une entreprise intéressée s'est déjà très sérieusement engagée à procéder à des travaux de prospection. Cette entreprise évalue actuellement des études vibrosismiques effectuées sur un rayon de 760 kilomètres au cours de l'été 1981; elle projette d'autre part d'effectuer de nouveaux essais sismiques et devrait trés prochainement entamer des travaux de forage.

D'autres travaux de prospection sismique ont été menés dans la Baie de Fundy au cours des deux dernières années, mais un point de forage éventuel reste à localiser.

Schistes Bitumineux. – En 1981, la province a lancé un appel d'offres pour l'exploration de neuf zones couvrant en moyenne une superficie de 29 000 hectares. Des offres n'ont été reçues que pour une seule de ces zones dont la prospection débutera en 1982.

Le permis de recherche précédemment émis a été transformé en permis d'exploitation pour la région d'Albert Mines.

B. CHARBON

À la suite des nouvelles mesures adoptées en 1980, il a été mis un terme à la prospection et au piquetage de la houille; toutefois, différentes parcelles

seront de temps à autre livrées à la prospection. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie N.-B.) s'est vue accorder un premier droit de refus de 60 jours sur chaque parcelle. Lorsque ce droit d'option n'est pas exercé, la parcelle est mise à l'enchère pour le secteur privé. Énergie N.-B. s'est prévalu de son droit d'option sur la première parcelle en janvier 1982.

Suite au programme de sondage systématique mis en oeuvre par la compagnie N.B. Coal Limited, le ministère des Ressources naturelles a corrigé ses estimations portant sur les réserves de charbon du Nouveau-Brunswick.

Comme l'indique le tableau I-4, le Nouveau-Brunswick possède 23 millions de tonnes courtes (tonnes métriques) de réserves prouvées de charbon, et 47 millions de tonnes métriques supplémentaires de réserves supposées et potentielles.

TABLEAU I–4. RÉSERVES DE CHARBON DU NOUVEAU-BRUNSWICK, 1981
(Millions de tonnes courtes)

Région	Réserves prouvées	Réserves supposées	Réserves potentielles	Total
Minto	6	14	20	40
Beersville	15	5	—	20
Lake Stream	2	8	—	10
Total	23	27	20	70

C. TOURBE COMBUSTIBLE

D'après les premières données recueillies, il y a environ 140 000 hectares de tourbières au Nouveau-Brunswick. Prés de 132 500 hectares ont fait l'objet d'une étude dans le cadre du recensement des tourbières établi par le ministère des Ressources naturelles du Nouveau-Brunswick. Les tourbières n'ayant pas été évaluées comprennent 4 500 hectares dans le Parc national de Kouchibouguac et des tourbières dont la superficie n'excède pas 25 hectares, pour un total évalué à 3 000 hectares. Les régions étudiées contiennent in situ un volume de 2,4 milliards de mètres cubes de tourbe.

Les tourbières constituées essentiellement de tourbe peu humifiée présentent de grands avantages en horticulture. Les tourbières composées essentiellement de tourbe très humifiée peuvent éventuellement servir de combustible. Une grande partie du volume de tourbe doit être considérée comme impropre à l'exploitation pour les raisons suivantes: tourbe peu profonde; la superficie totale du dépôt est trop petite pour permettre son exploitation; problèmes de drainage; qualité de la tourbe insuffisante; couverture de surface trop dense pour un défrichement économique; utilisation des terres à d'autres fins, par exemple agriculture, habitat de la faune; restrictions des propriétaires.

En Finlande, on estime au mieux que 30 % au maximum des réserves de tourbe sont exploitables. Au Nouveau-Brunswick, ce même pourcentage représente 630 millions de mètres cubes de tourbe que l'on pourrait exploiter. Si 40 % des tourbières contenant ce volume sont utilisables pour faire du combustible, on disposerait donc de 252 millions de mètres cubes de tourbe combustible. Ceci représente environ 40 millions de tonnes de tourbe, au taux d'humidité de 50 % que l'on atteint normalement par les techniques d'extraction traditionnelles.

D. ÉLECTRICITÉ

Au cours de 1980-81, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (Énergie N.-B.) a poursuivi ses efforts afin de réduire la dépendance du Nouveau-Brunswick à l'égard du pétrole importé et de renforcer le réseau régional d'interconnexions.

TABLEAU I–5. RÉSERVES DE TOURBE COMBUSTIBLE EN 1981

Superficie approximative des tourbières 140 000 hectares
Volume total de tourbe 2 100 millions de m^3
Tourbe exploitable (30% du total) 630 millions de m^3
Tourbe combustible exploitable 252 millions de m^3 ou
(40% de la tourbe exploitable) 40 millions de tonnes

Une nouvelle centrale électrique de 200 MW alimentée au charbon a été mise en service à Dalhousie en 1980, et le dernier groupe de 100 MW de Mactaquac a été achevé la même année. Cette augmentation de la puissance installée permettra d'utiliser davantage les ressources énergétiques de la province, de stimuler la création d'emplois dans l'industrie houillère et de stabiliser le coût de l'électricité.

D'importants travaux ont été réalisés à la centrale nucléaire de Pointe Lepreau, d'une puissance de 630 MW, notamment l'achèvement de la station de pompage et des prises d'entrée et de sortie du circuit d'eau de refroidissement, l'installation du turbo-générateur, et le fonctionnement des deux principaux systèmes à eau lourde. Les travaux portant sur le retubage des générateurs de vapeur, qui consistaient à remplacer 3 550 tubes dans chacune des quatre unités, ont été achevès fin 1980.

Vers la fin de l'année 1981, les travaux de Pointe Lepreau étaient pratiquement terminés et les opérations de mise en service et d'essais étaient largement entamées. En plus de la réfection réussie de la chaudière, achevée en février, une entente connexe permettant de bénéficier d'un appui financier supplémentaire du fédéral pour la construction et le fonctionnement de la centrale de Pointe Lepreau, a été conclue.

En 1980, une nouvelle interconnexion de 345 000 volts reliant Salisbury, Nouveau-Brunswick, et Onslow, Nouvelle-Écosse fut officiellement mise en service. Cette nouvelle interconnexion, la plus importante des trois liaisons établies entre les réseaux d'électricité d'Énergie N.-B. et de la Nova Scotia Power Corporation, augmente considérablement la capacité de transfer d'électricité entre ces deux services publics, et réduit le besoin en puissance de production de réserve nécessaire aux deux réseaux.

En août 1981, Énergie N.-B. et la compagnie Maritime Electric (PEI) Limited (Î.-P.-É.) ont signé un contrat de 30 ans pour la vente de 10 % des droits de propriété de la centrale électrique Dalhousie 2. Cette vente à la Maritime Electric (PEI) Limited permet à l'Île-du-Prince-Édouard de disposer d'une

source économique de production d'énergie. Énergie N.-B. fournit à l'Î.-P.-É. près de 100 % de ses besoins en électricité.

Le contrat international actuellement en vigueur avec la Maine Electric Power Company (MEPCO) et portant sur la centrale thermique de Coleson Cove a été modifié en accord avec Énergie N.-B., la MEPCO et le gouvernement fédéral. Cette modification a été rendue nécessaire par la suppression de la part du gouvernement fédéral de la subvention sur l'achat du pétrole utilisé pour produire de l'électricité destinée à l'exportation, aux termes de ce contrat.

En 1980, un contrat était signé entre la Massachusetts Municipal Wholesale Electric Company et Énergie N.-B. pour la vente de 100 MW d'électricité en provenance de Pointe Lepreau. Ce contrat porte sur une période de six ans, mais pourra être prolongé de trois ans. En outre, une entente a été signée avec la Boston Edison Company pour la vente de 100 MW d'électricité en provenance de Pointe Lepreau, et une autre entente d'accès à la production de Pointe Lepreau, portant sur 5 mégawatts, a été conclue avec la Eastern Maine Electric Cooperative.

Les demandes relatives à l'exportation de 335 MW ou moins (53 % de la puissance nominale) depuis Pointe Lepreau, ainsi qu'à d'autres autorisations d'établir des interconnexions ont été étudiées par l'Office national de l'énergie (ONE) lors d'audiences tenues à Fredericton fin novembre 1981. L'ONE a donné son accord à l'exportation d'électricité depuis Pointe Lepreau afin de permettre l'exécution de ces contrats.

E. CONSERVATION D'ENERGIE ET ENERGIES RENOUVELABLES

La province du Nouveau-Brunswick s'est activement engagée à promouvoir la conservation de l'énergie et l'utilisation des énergies renouvelables. Grâce à une vaste gamme de programmes (dont certains entièrement subventionnés par la province, et d'autres parrainés conjointement avec le gouvernement fédéral), le gouvernement du Nouveau-Brunswick propose aux particuliers, propriétaires de maisons, entreprises et établissements publics des stimulants financiers leur permettant d'utiliser de façon plus efficace l'énergie, et de développer des sources d'énergie renouvelables. L'objectif fondamental de ces programmes est d'abaisser le taux de consommation d'énergie, de réduire la dépendance de la province à l'égard du pétrole importé, d'accroître la part des énergies renouvelables dans l'approvisionnement énergétique total, et de stimuler le développement des sources d'énergie de la province.

a. Programmes Financés Exclusivement par la Province:

– Programme d'emprunt pour la conservation domestique d'énergie.

Il s'agit d'un programme d'emprunt qu'administrent la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick et les trois entreprises municipales d'électricité des villes de Saint-Jean, Edmundston et Perth-Andover. Des prêts au taux d'intérêt de 7½ % seulement, d'un montant allant de 100 $ à 1 000 $ remboursables en trois ans maximum, sont proposés aux propriétaires de maisons afin de couvrir l'achat et l'installation de matériaux isolants, de contre-fenêtres et contre-portes, d'équipement de ventilation de l'entretoit, de pare-vapeur, de coupe-brise et de calfeutrage, ainsi que des matériaux de construction et de l'appareillage électrique tel que les fils pour l'équipement de ventilation et la charpente isolante des murs du sous-sol. Tous ces travaux doivent être effectués conformément aux normes de la SCHL ou de l'ACNOR.

Ce programme a reçu un excellent accueil dans le public. Au cours de ses quatre premières années d'existence, de 1978 à 1981, un total de 16 428 demandes ont été approuvées, pour une valeur de 13 millions de dollars.

– Programme de subvention aux propriétaires pour économiser l'énergie.

Ce programme de subvention destiné à économiser l'énergie permet aux propriétaires faisant construire une maison neuve conformément aux exigences relatives aux économies d'énergie de la Société d'habitation du Nouveau-Brunswick, de recevoir 500 $. Les demandes ne sont acceptées que si le requérant est le premier propriétaire et occupant de la nouvelle maision. Il doit s'agir d'une maison unifamiliale, d'une maison jumelée, d'un duplex ou d'une maison en rangée. Les maisons mobiles approuvées par l'ACNOR qui satisfont aux exigences relatives aux économies d'énergie seront également admissibles.

– Le Programme mobile de vérification de l'énergie

La province vient en aide aux secteurs industriel, commercial et des établissements publics en déterminant leur consommation d'énergie par l'entremise du Programme mobile de vérification de l'énergie, mis en place depuis 1978. Ce service offre gratuitement une vérification de l'utilisation de l'énergie à toutes les organisations industrielles, commerciales et d'établissements publics du Nouveau-Brunswick. Les clients sont informés des possibilités de réaliser des économies d'énergie et des coûts qu'ils peuvent ainsi épargner. Le Programme mobile de vérification de l'énergie est administré par le Conseil de recherche et de productivité, sous la direction du Secrétariat à l'énergie.

Les vérifications de l'énergie sont effectuées par une équipe composée de deux vérificateurs. Ceux-ci examinent tout d'abord les factures d'énergie du client, acquittées pendant les deux dernières années. Puis ils effectuent une visite des lieux au cours de laquelle ils procèdent à une inspection visuelle du bâtiment et notent quels seraient les moyens d'économiser l'énergie. Enfin, les vérificateurs préparent un compte rendu des possibilités qu'ils ont pu relever en vue de réduire la consommation d'énergie et d'en diminuer le coût. L'équipe de vérificateurs discute ensuite de ses conclusions avec le responsable de l'énergie ou le directeur de l'établissement.

En 1981, 300 vérifications de l'énergie ont été réalisées, ce qui représente pour des entreprises du Nouveau-Brunswick, une facture annuelle totale d'énergie s'élevant à 22,8 millions de dollars. En moyenne, les possibilités d'économie d'énergie ont été évaluées en 1981 à 21,7 %. Les économies ont été réalisées le plus souvent sur les aspects suivants: isolation des réservoirs d'emmagasinage chauffés; utilisation d'un éclairage à efficacité énergétique; amélioration du rendement des chaudières; récupération de la chaleur perdue; infiltration d'air réduite; meilleur répartition de la chaleur dans les locaux; exploitation de la charge électrique et utilisation d'entrées à retenue d'air.

Depuis le lancement du programme, plus de 700 vérifications de l'énergie ont été effectuées dans toute la province. Ceci a eu pour résultat de mettre en évidence des possibilités d'économie d'énergie évaluées à 6,4 millions de dollars. Le programme de vérification connaît toujours une forte demande.

– ***Le Programme de relevé des radiations solaires***

Au cours de l'année passée, la province a fait d'importants progrès dans la mise en place d'un réseau de contrôleurs destinés à mesurer les radiations solaires à divers endroits de la province. Les deux premières stations de relevé ont été installées au laboratoire fédéral de recherche sur les pêches, situé à Saint Andrews, et au Collège communautaire de Campbellton. Les radiations solaires sont mesurées à chacun de ces endroits sous trois angles différents, par rapport à la mesure horizontale des radiations que l'on effectue traditionnellement. Dans les deux stations en opération, les données sont relevées aux angles de 0°, 45° et 90° par rapport à l'horizontal.

Les résultats de la mesure des radiations solaires sont enregistrés sur bande magnétique au moyen d'un enregistreur de radiation solaire. Chaque bande magnétique peut contenir les données solaires relevées pendant une période d'un mois environ.

Les bandes magnétiques de chaque station sont envoyées chaque mois au centre de traitement des données de l'Université du Nouveau-Brunswick, à Fredericton. Ces bandes sont analysées, les données sont triées afin d'obtenir une plus grande précision, puis les données portant sur l'ensoleillement sont inscrites sur une bande informatique à neuf pistes. Finalement, on imprime des rapports sur l'ensoleillement selon les angles, l'heure et le lieu du relevé. Les architectes, ingénieurs, dessinateurs d'installations solaires et autres qui souhaitent obtenir des données plus précises sur les radiations solaires seront bientôt en mesure de se procurer des exemplaires de ces rapports sur l'ensoleillement en faisant la demande auprès du Secrétariat à l'énergie.

On prévoit ajouter au cours de l'année prochaine plusieurs stations de relevé, à celles déjà en place. D'autres améliorations seront apportées au système des rapports et une liste officielle des destinataires à qui seront distribués les rapports sur l'ensoleillement sera établie.

b. Programmes Conjoints Fédéraux-Provinciaux

– ***Le programme Canada/Nouveau-Brunswick de démonstration de la conservation d'énergie et des énergies renouvelables.***

En janvier 1980, la province du Nouveau-Brunswick et le gouvernement fédéral signaient l'entente Canada/Nouveau-Brunswick sur la démonstration de la conservation d'énergie et l'utilisation des énergies renouvelables. Cette entente, qui est en vigueur jusqu'à la fin mars 1984, prévoit financer le développement, la démonstration et la commercialisation des techniques de conservation d'énergie et d'utilisation des énergies renouvelables. Le gouvernement fédéral fournira 9 millions de dollars pour couvrir le coût de ce programme, et la contribution de la province sera de 2,25 millions, soit un investissement total de 11,25 millions dans ce programme. Les objectifs essentiels du programme sont les suivants:

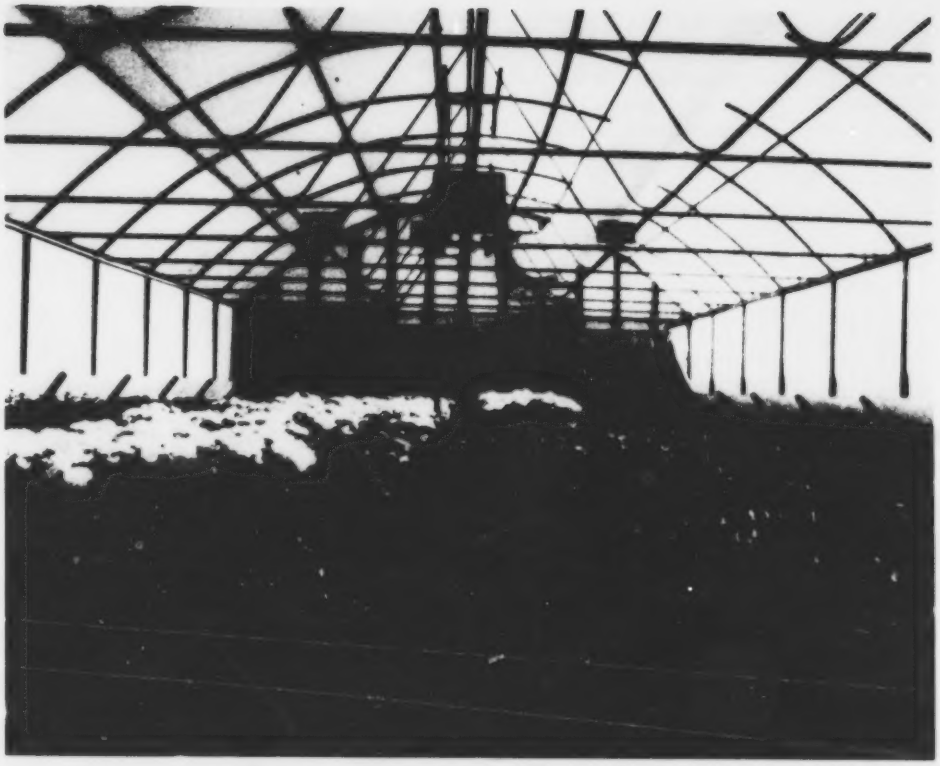
- développer, démontrer et encourager la commercialisation des technologies qui utilisent les ressources énergétiques renouvelables,
- sensibiliser le public à l'utilisation des techniques d'énergies renouvelables et de conservation d'énergie au moyen de démonstrations pratiques et de la publicité, et
- encourager l'adoption au Nouveau-Brunswick et dans tout le pays des technologies présentées.

À la fin de mars 1982, 42 projets avaient été approuvés, incluant quatre démonstrations utilisant l'énergie solaire, huit projets portant sur l'utilisation du bois comme source d'énergie, cinq maisons unifamiliales à haute efficacité énergétique, cinq démonstrations de récupération de la chaleur non utilisée en milieu industriel, et vingt projets de démonstration d'économie d'énergie. En outre, un mini-programme de démonstration, introduit en 1981, assurera le financement d'une cinquantaine de projets présentant diverses techniques d'économie d'énergie et d'utilisation des énergies renouvelables, pour un montant de moins de 8 000 $ par projet.

Parmi les projets particulièrement intéressants approuvés jusqu'ici, on trouve: un projet visant à faire la démonstration de la réfection d'une chaudière ignitubulaire ordinaire, adaptée à la combustion continue de copeaux de bois dans une exploitation de serres; un projet visant à introduire une documentation pédagogique sur l'énergie au programme de sciences générales des écoles secondaires; un projet visant à faire la démonstration de la réfection de trois patinoires situées à différents endroits de la province, en vue d'en améliorer l'efficacité énergétique; un projet de démonstration de la construction d'une nouvelle maison à haute efficacité énergétique, comprenant l'installation d'un pare-vapeur, un taux d'isolation élevé, un échangeur de chaleur air-air et un nombre optimal de surfaces vitrées.

Depuis 1981, le Secrétariat à l'énergie est à même de fournir une aide accrue aux promoteurs de projets pour ce qui est des exigences en matière de "contrôle de rendement des installations énergétiques" et de "transfert d'informations" propres à chaque projet. Des cérémonies officielles ont marqué l'inauguration de la Maison de l'économe à Fredericton, de la maison en rondins à énergie solaire passive McRae à Campbellton, des logements à haute efficacité énergétique de l'Église Unie du Canada à Sackville, du projet d'aquiculture d'Énergie Nouveau-Brunswick et du ministère des Ressources naturelles à la centrale électrique de Grand Lac, et de la chaudière à copeaux de bois des pépinières Brookdale. On a également rédigé des feuilles d'information sur des projets individuels, qui ont été distribuées lors des inaugurations officielles, d'ateliers et de journées d'étude.

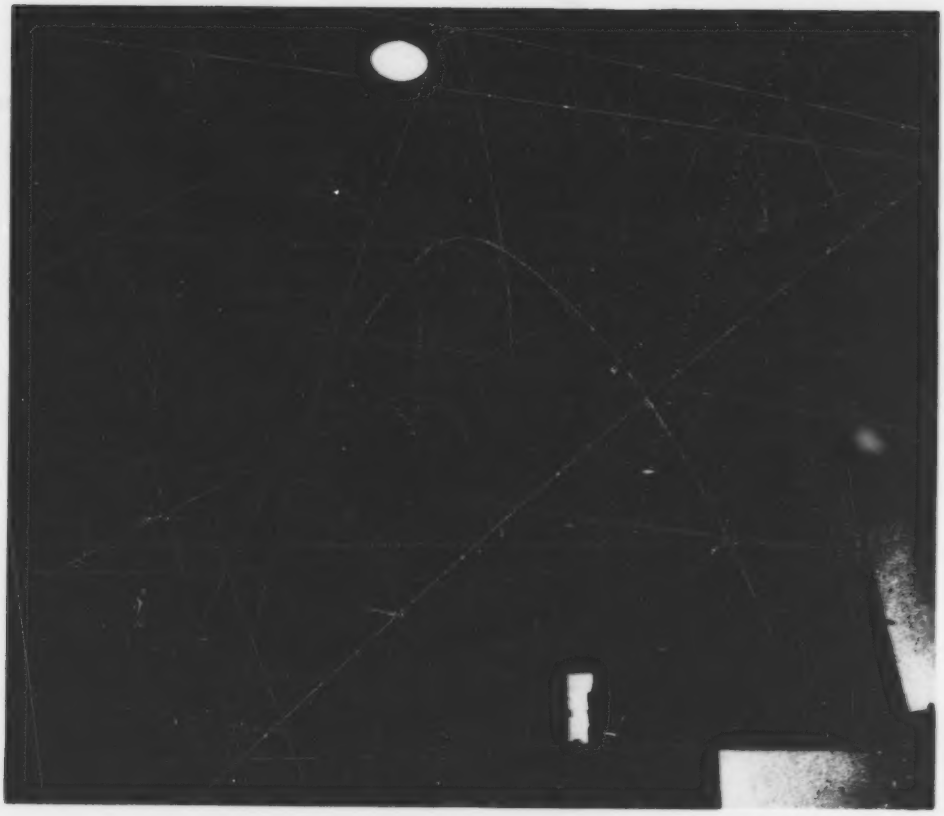
La pépinière Brookdale de Newcastle démontre les avantages de chauffer ses serres aux copeaux de bois. La conversion de la chaudière aux copeaux de bois a coûté $86 756 et devrait permettre de réaliser des économies nettes de $30 000 par année. On prévoit une période de recouvrement de moins de trois ans.



M. Phamphile Légère de Caraquet a installé une tuyère et une hélice Kort sur le système de propulsion de son chalut de pêche en bois, espérant ainsi réduire sa consommation de carburant de 15 à 25%. Des économies annuelles de 45 000 litres (10 000 gallons) de mazout valant $14 000 sont prévues, ce qui permettrait un remboursement de l'investissement de $22 000 en moins de deux ans.

Les centres sportifs de Saint-Léonard, Riverview et Lamèque font l'objet de travaux de rattrapage pour démontrer comment des économies considérables peuvent être réalisées dans la plupart des 84 centres sportifs de la province. L'ensemble des techniques de rattrapage de chaque centre consiste en l'installation de matériel de récupération de chaleur, des modifications à apporter au système d'éclairage et la mise en place d'un système de tamisage automatique de la lumière. Etant donné que des économies de l'ordre de $27 000 par an sont prévues pour les trois centres, les coûts de l'équipement et de l'installation devraient se rembourser en un peu plus de six ans.

La compagnie Jiffy Products Ltée de Shippagan a fait installer un échaugeur de chaleur air-air conçu pour capter l'air chaud situé au niveau du plafond dans le local des machines et la chaleur provenant de l'échappement des sécheuses de pots de fleur, et pour recycler cette chaleur en la renvoyant dans les sécheuses et le bâtiment. Environ 88% de la chaleur sera ainsi récupéré, ce qui représente des économies annuelles de $22 000.



PARTIE II

STATISTIQUES ÉNERGÉTIQUES RELATIVES AU NOUVEAU-BRUNSWICK 1980-1981

A. Résumé

a. Résumé des grandes tendances relatives à la consommation d'énergie.

En raison de la forte diminution enregistrée dans l'utilisation des dérivés raffinés du pétrole, la consommation d'énergie au Nouveau-Brunswick a accusé un déclin modéré en 1981. Entre 1979 et 1981, la consommation globale d'énergie a diminué de 4,7 pour cent passant de 224 218,8 TJ à 213 706,2 TJ (ou de 36,6 millions de barils équivalent pétrole (BEP) à 34.9 millions de BEP). Au niveau de l'usage final, la consommation d'énergie a baissé au cours des deux dernières années, l'utilisation nette ayant fléchi de 0,7 pour cent en 1980 et de 5,5 pour cent en 1981. Durant la même période, la consommation d'énergie par tête d'habitant a diminué de 5,2 pour cent, chutant de 0,3238 TJ (52,9 BEP) à 0,3068 TJ (50,1 BEP).

La plus grosse part de cette consommation totale d'énergie a été assurée par des sources d'énergie non renouvelable qui ont représenté 77,4 pour cent en 1981. Les sources d'énergie renouvelable (énergie hydroélectrique, bois et résidus du bois) ont assuré 22,6 pour cent des besoins énergétiques du Nouveau-Brunswick en 1981. C'est la ventilation de cette consommation qui a changé de manière importante au cours des deux dernières années. La part relative de l'énergie hydroélectrique, du bois et des résidus du bois, du charbon et du gaz naturel a sensiblement augmentée aux dépens du pétrole brut et des dérivés raffinés du pétrole dont la part a chuté de 77,4 pour cent à 71,9 pour cent.

La ventilation de la consommation d'énergie en matière d'utilisation finale a également changé depuis deux ans. Entre 1979 et 1981, la part du pétrole brut et des dérivés raffinés du pétrole est tombée de 68,5 pour cent à 64,2 pour cent tandis que la part relative du bois et des résidus du bois ainsi que de l'énergie électrique a augmenté de 9,5 pour cent et 20,7 pour cent respectivement à 11,0 pour cent et 23,6 pour cent.

TABLEAU II–1. CONSOMMATION* D'ÉNERGIE DE 1973 À 1981

(Total et par Hatitant)

Année	Population	Consommation d'énergie				Consommation d'énergie par habitant			
		Énergie Brute		Énergie Nette		Énergie Brute		Énergie Nette	
		TJ	000s de BEP	TJ	000s de BEP	TJ	BEP	TJ	BEP
1973	647 100	184 801,4	30 198,2	172 672,9	28 216,2	0,2856	46,7	0,2668	43,6
1974	653 600	200 980,2	32 841,9	186 996,2	30 556,8	0,3075	50,2	0,2861	46,8
1975	665 200	191 972,6	31 370,0	176 652,8	28 866,6	0,2886	47,2	0,2656	43,4
1976	677 250	203 013,6	33 174,2	188 734,3	30 840,8	0,2998	49,0	0,2788	45,6
1977	684 200	204 689,2	33 448,0	187 537,4	30 645,2	0,2992	48,9	0,2741	44,8
1978	689 100	212 112,4	34 661,0	189 244,7	30 824,2	0,3078	50,3	0,2746	44,9
1979	692 500	224 218,8	36 639,3	206 016,8	33 664,9	0,3238	52,9	0,2975	48,6
1980	696 300	228 864,7	37 398,5	204 512,3	33 419,1	0,3287	53,7	0,2937	48,0
1981	696 400	213 706,2	34 921,4	193 305,3	31 587,8	0,3068	50,1	0,2776	45,4

* Usage Énergétique Total

REMARQUE: Ce tableau contient une version revue et corrigée des colonnes 2, 8 – 11 des tableaux I – 1 du Secrétariat à l'Energie.

Statistiques Énergétiques du Nouveau-Brunswick 1973–1979.

FIG. II-1. CONSOMMATION D'ÉNERGIE DE 1973 À 1981
Barils Equivalent Pétrole (BEP)

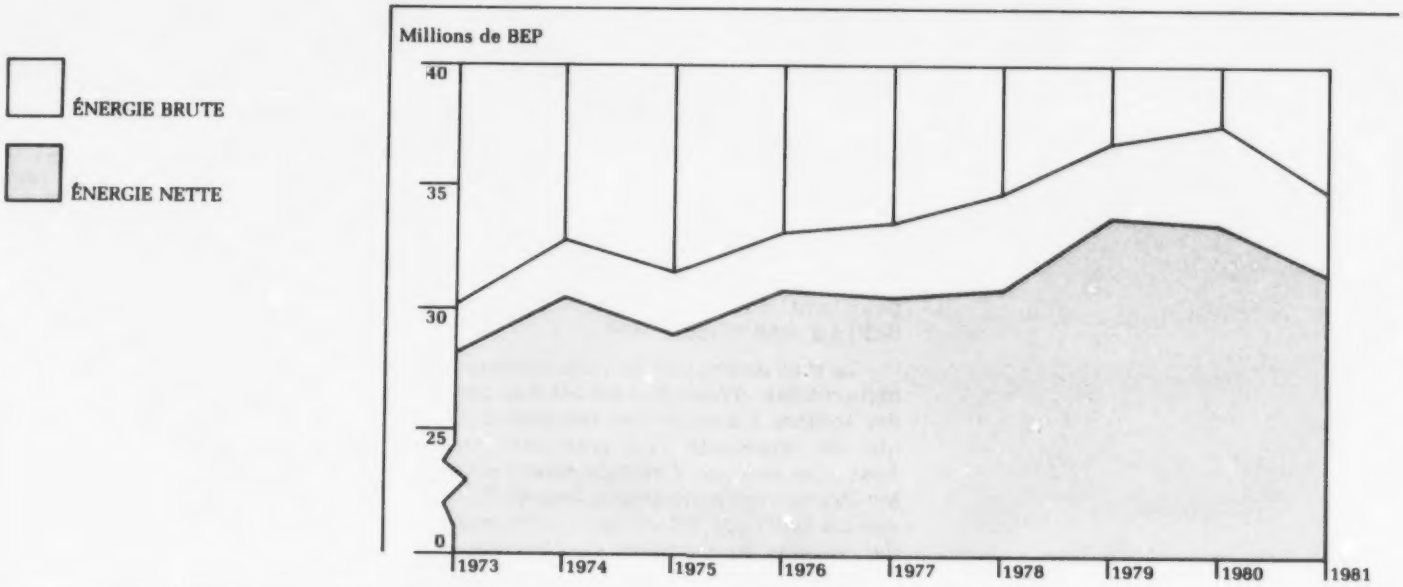


FIG. II-2. RÉPARTITION EN POURCENTAGE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE EN FONCTION DE LA SOURCE D'ÉNERGIE PRIMAIRE EN 1981

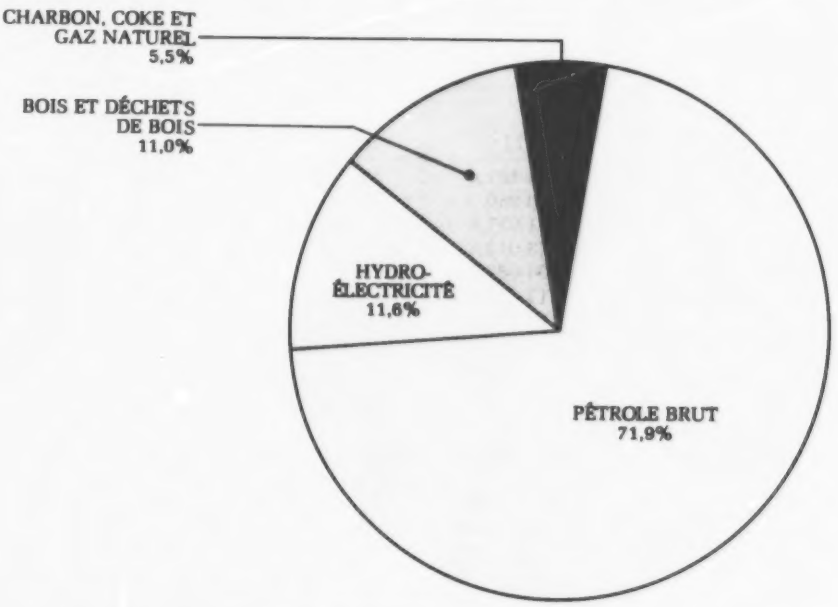
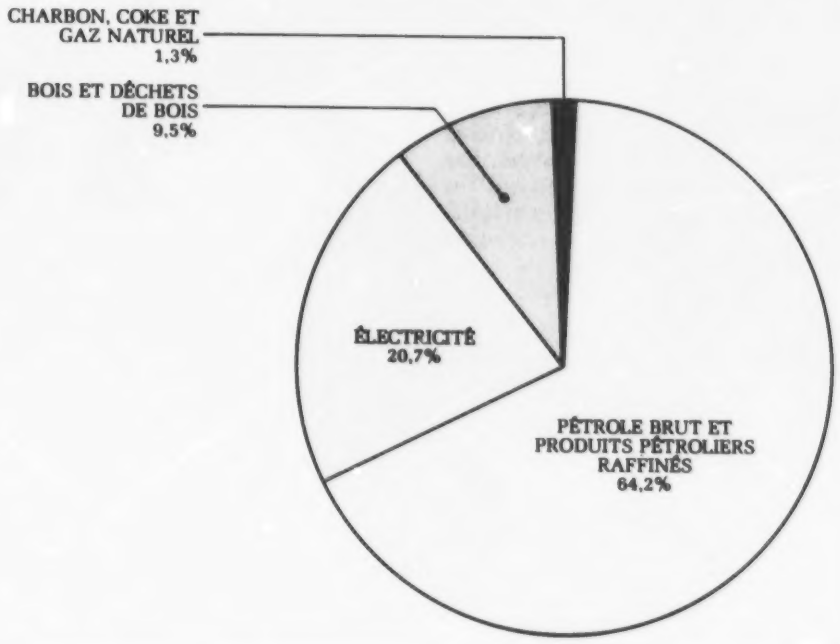


FIG. II-3. RÉPARTITION EN POURCENTAGE DE LA CONSOMMATION D'ENÉRGIE EN FONCTION DE L'USAGE FINAL EN 1981

A. ÉNERGIE BRUTE



B. ÉNERGIE NETTE

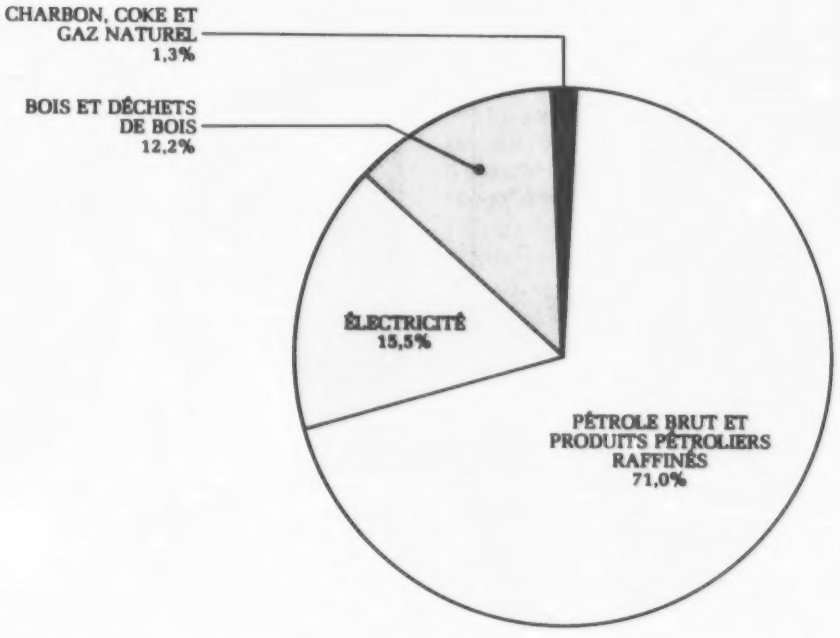
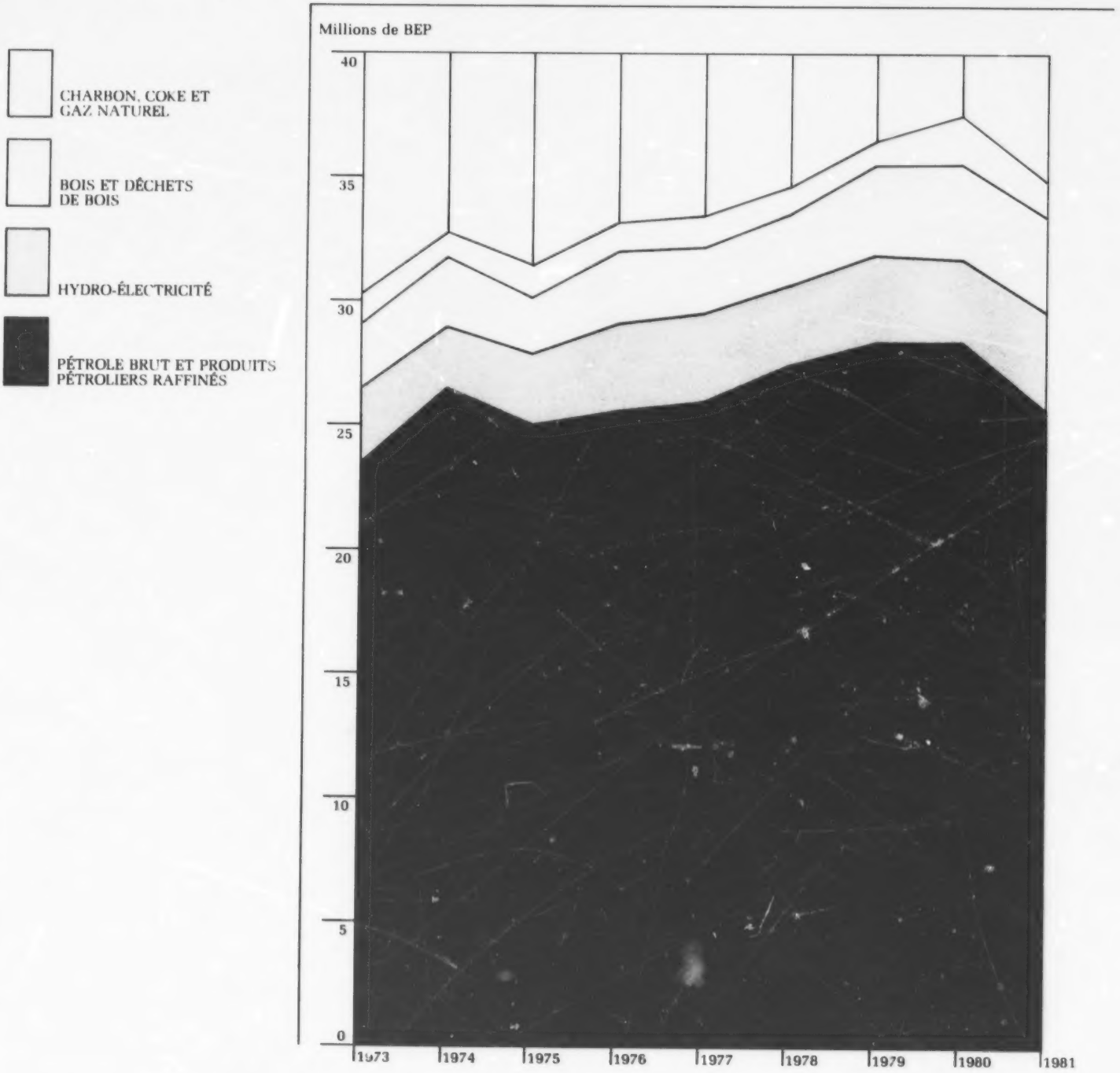


FIG. II-4. RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE EN FONCTION DES SOURCES PRINCIPALES D'ÉNERGIE PRIMAIRE DE 1973 À 1981 (Énergie brute en barils equivalent pétrole)



b. Exposé Sommaire sur la Production d'énergie

La production d'énergie au Nouveau-Brunswick a augmenté de 19,1 pour cent depuis deux ans, passant de 7,8 millions de BEP en 1979 à 9,3 millions de BEP en 1981. Ce sont les secteurs du charbon (53,3 pour cent) et de l'hydroélectricité (24,1 pour cent) qui ont connu les augmentations les plus importantes.

En 1981, la production énergétique du Nouveau-Brunswick a été assurée pour la plus grande part par le bois et les résidus du bois (45,9 pour cent), suivie par l'hydroélectricité (29,0 pour cent) et le charbon (24,9 pour cent). Les sources d'énergie renouvelable (hydroélectricité plus bois et résidus du bois) ont représenté les trois-quarts de la production totale d'énergie du Nouveau-Brunswick en 1981.

c. Autosuffisance Énergétique

Entre 1979 et 1981, le Nouveau-Brunswick a réalisé son autosuffisance énergétique en matière de gaz naturel et de bois (c'est-à-dire qu'il a produit tout ce qu'il a consommé) et il a produit un excédent de charbon et de résidus du bois. Cependant, la production provinciale de pétrole brat a été quasiment nulle par rapport à sa consommation.

En 1981, la production totale d'énergie du Nouveau-Brunswick a permis d'assurer 26,5 pour cent des besoins énergétiques de cette province.

FIG. II-5. RÉPARTITION DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE EN FONCTION DE LA SOURCE PRIMAIRE D'ÉNERGIE DE 1973 À 1981
Barils équivalent pétrole (BEP)

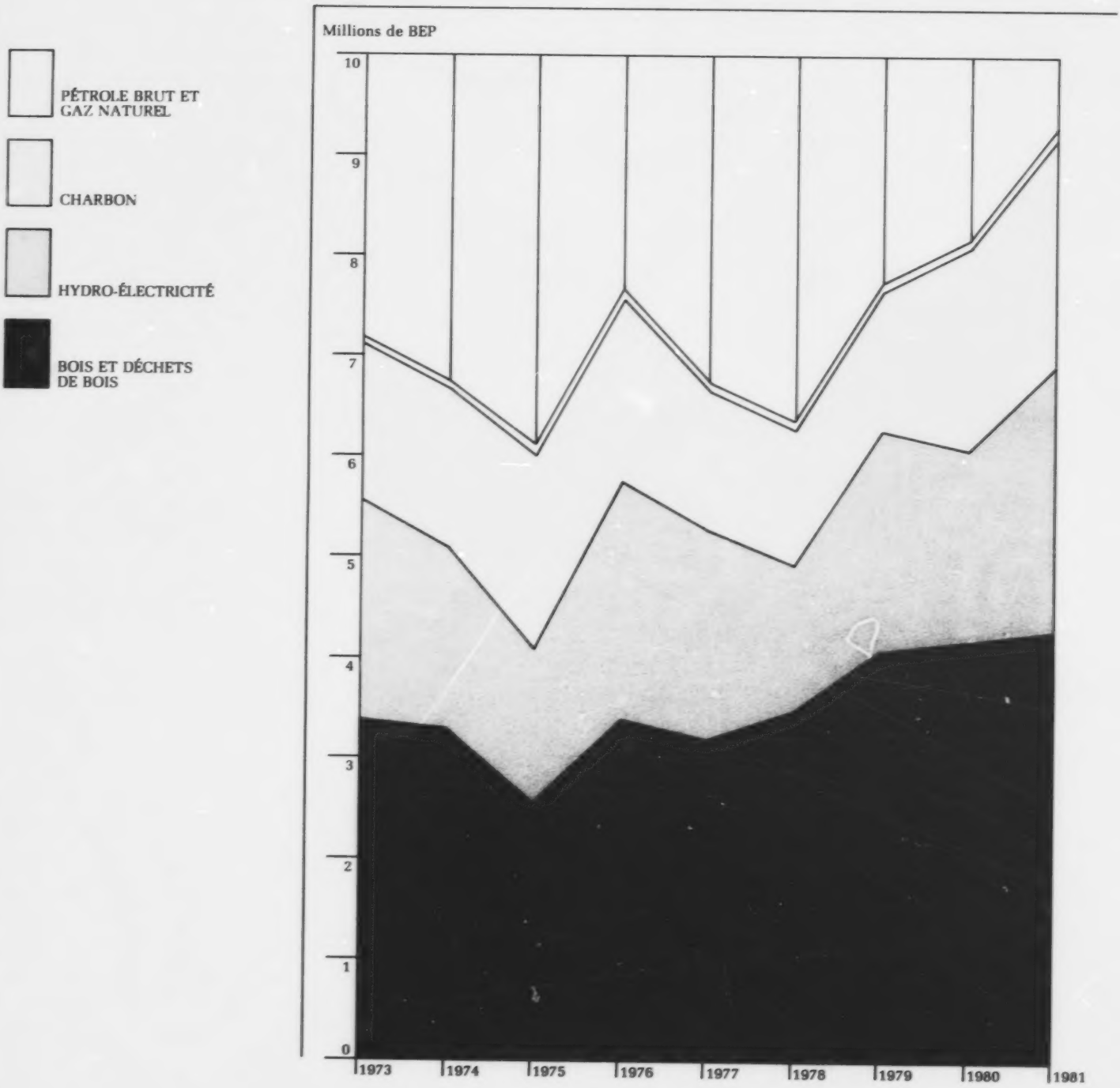
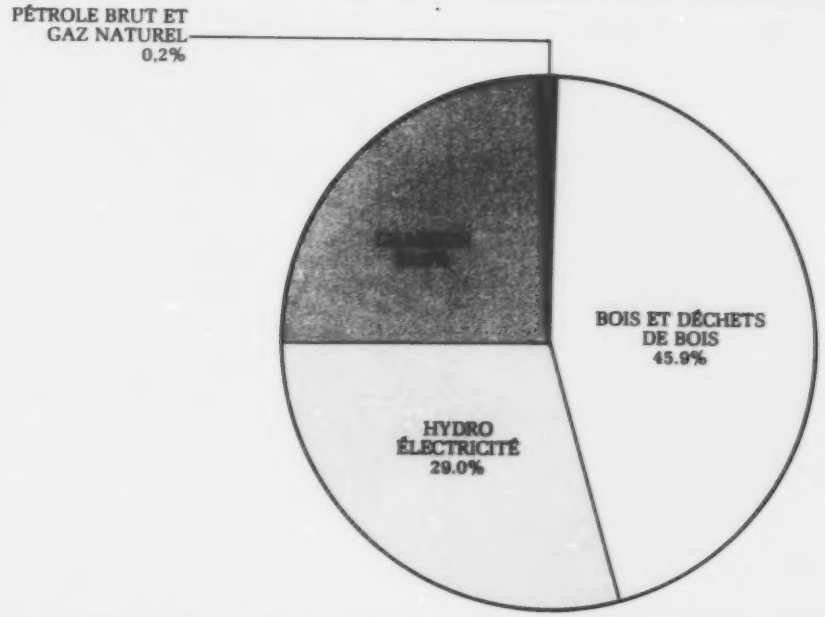


FIG. II-6. RÉPARTITION EN POURCENTAGE DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE EN FONCTION DES SOURCES PRINCIPALES D'ÉNERGIE PRIMAIRE EN 1981



d. Autres Aspects de la Consommation d'Énergie

Consommation d'Énergie par Secteur. – La consommation totale d'énergie par secteur a connu peu de changements entre 1979 et 1980. Selon une base énergétique brute, la part du secteur des transports a baissé sensiblement de 27,9 pour cent en 1979 à 25,4 pour cent en 1980, principalement à cause de la baisse de consommation énergétique enregistrée dans le secteur des transports maritimes. Tous les autres secteurs ont accusé une très légère hausse.

Consommation de Dérivés Raffinés du Pétrole. – La consommation de dérivés raffinés du pétrole au Nouveau-Brunswick a continué de fléchir pour la deuxième année consécutive à l'exception du carburant aviation dont la consommation a augmenté de 2,1 pour cent entre 1979 et 1981. La consommation de tous les autres dérivés a accusé une baisse. Parmi les principaux produits c'est le mazout lourd qui a accusé la baisse la plus importante (- 20,2 pour cent), suivi par l'huile combustible de chauffage (-16,3 pour cent) et l'essence pour moteurs (-3,6 pour cent). Tout cela s'est traduit par une baisse globale de près de 15 pour cent dans l'utilisation des dérivés raffinés du pétrole entre 1979 et 1981.

Cette baisse est due avant tout aux moindres quantités de combustible qu'il faut pour produire de l'électricité, au remplacement de l'huile à chauffage par le bois et l'électricité, à l'intensification des programmes de conservation et à la diminution des activités dans certains secteurs économiques. Grâce à une combinaison d'activités visant à supplanter le pétrole, le Nouveau-Brunswick a réussi en 1981 à ramener sa consommation de pétrole à près de 85 pour cent de son niveau record atteint en 1979.

FIG. II-7. RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE EN FONCTION DES SECTEURS DE 1973 À 1981
(Energie Brute en barils équivalent pétrole)

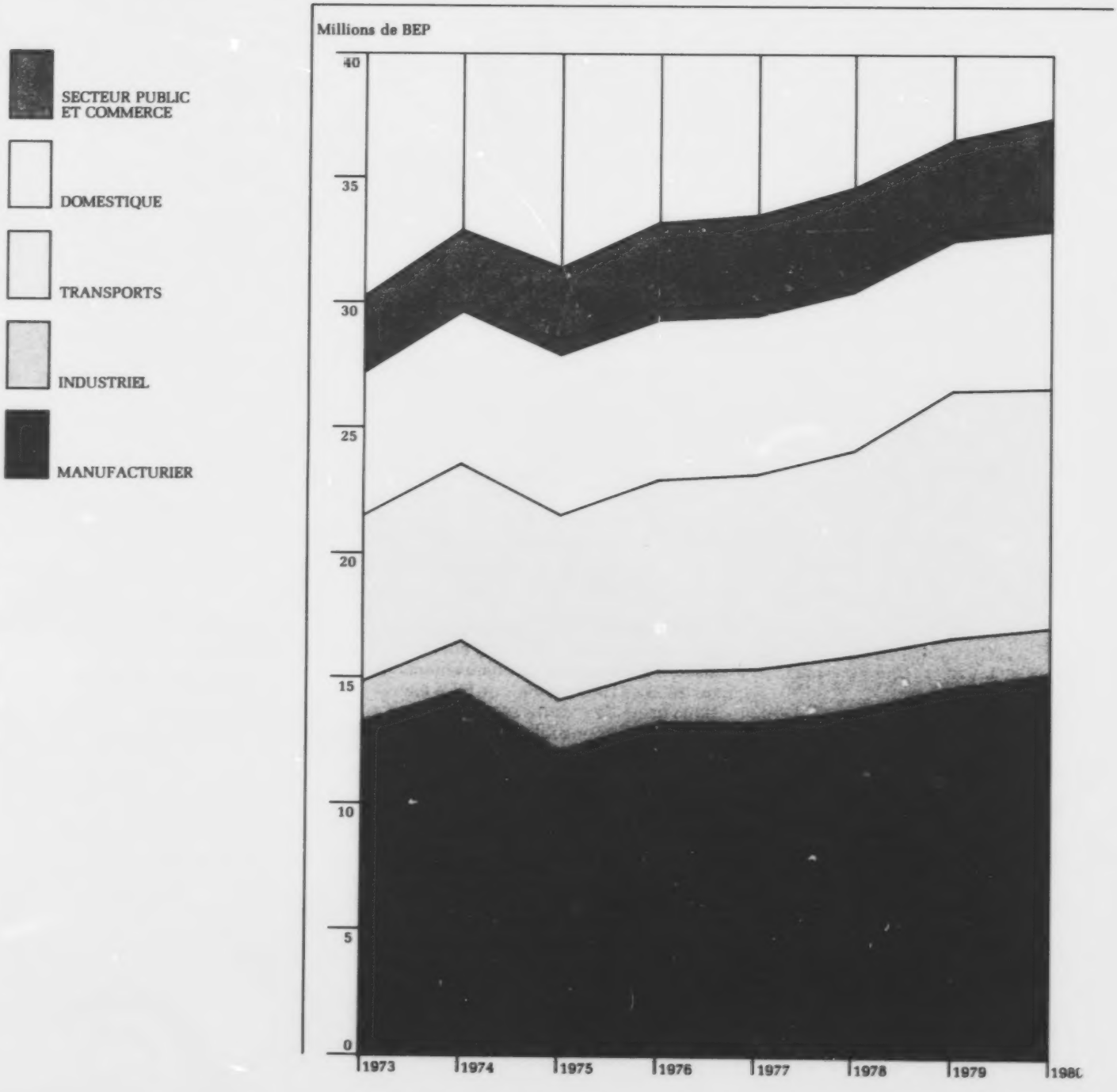
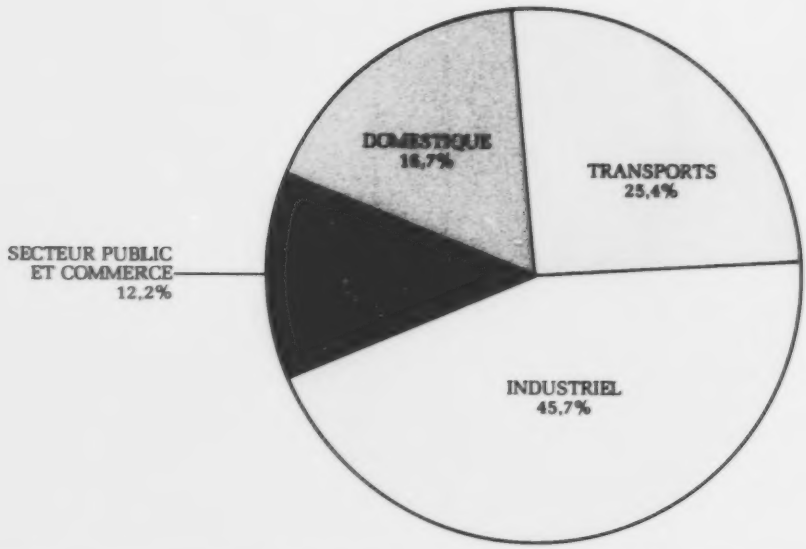


FIG. II-8. RÉPARTITION EN POURCENTAGE DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE EN FONCTION DES SECTEURS EN 1980

A. ÉNERGIE BRUTE



B. ÉNERGIE NETTE

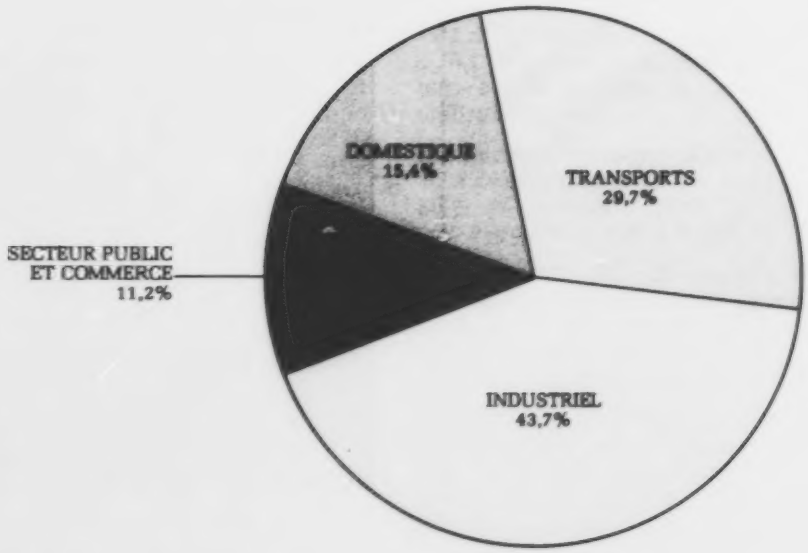


FIG. II-9. RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION DE PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS PAR GRANDES CATÉGORIES DE PRODUITS DE 1973 À 1981

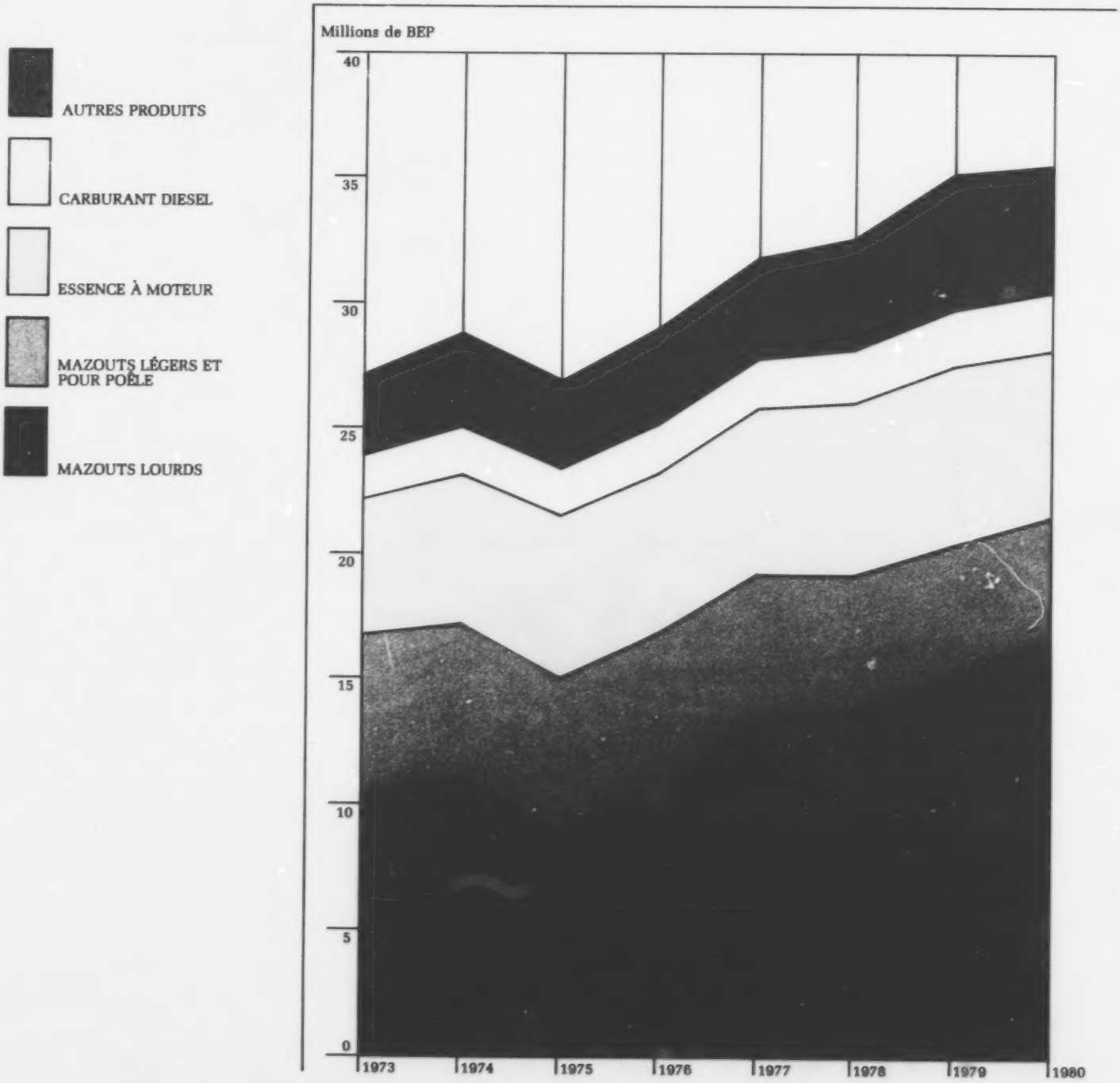
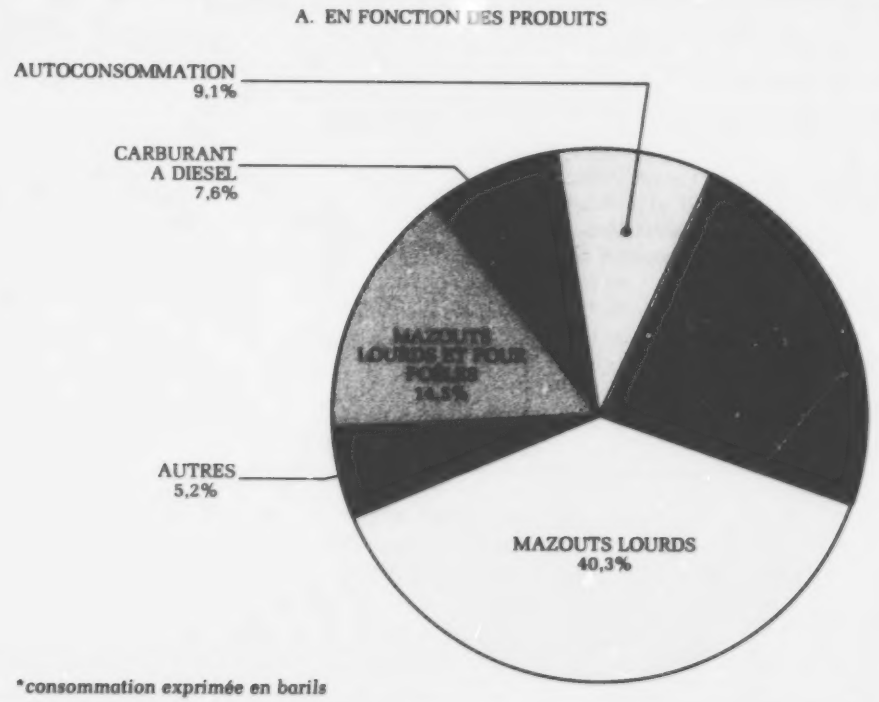


FIG. II-10. RÉPARTITION EN POURCENTAGE DE LA CONSOMMATION* DE PRODUITS PETROLIERS RAFFINÉS EN FONCTION DES PRODUITS EN 1981



*consommation exprimée en barils

e. Prix

Pétrole Brut. – En 1979-1980, on a assisté à la deuxième explosion des prix internationaux du pétrole en moins de dix ans. Le niveau repère du prix du pétrole des pays de l'OPEP qui était de 12,70 $ le baril en décembre 1978 avait atteint le niveau record de 34,00 $ U.S. le baril à la fin de 1981. On a également enregistré une forte augmentation des prix intérieurs du pétrole brut. Bien que le prix à la tête de puits du pétrole naturel brut n'ait augmenté que de 8,50 $ le baril entre le début de 1979 et la fin 1981, le prix mélangé a augmenté de 16 $ le baril au cours de la même période pour atteindre 32 $ en décembre 1981 (soit environ 72 pour cent du prix du brut livré à Montréal).

Essence. – Le prix de l'essence a suivi l'escalade des prix du brut et accusé une augmentation de 0,76 $ le gallon, passant de 1,00 $ le gallon en janvier 1979 à 1,76 $ le gallon en décembre 1981. En termes relatifs, cette augmentation se chiffre à 76 pour cent.

Mazout de Chauffage. – Le prix du mazout de chauffage a doublé entre janvier 1979 et décembre 1981, passant de 0,62 $ le gallon à 1,24 $ le gallon.

Charbon. – Le prix du charbon extrait dans le province a augmenté de la même façon que le prix du pétrole brut, passant de 29,79 $ la tonne courte en 1979 à 41,40 $ la tonne courte en 1981.

Gaz naturel. – Au Nouveau-Brunswick, le prix du gaz naturel est établi par la Commission des entreprises de service public. Entre 1979 et 1981, la Commission a rajusté à deux reprises les prix du

gaz naturel. Le premier rajustement concernait tous les clients et est entré en vigueur le 1er avril 1981. Ainsi, pour un consommateur résidentiel utilisant 20 therms* par mois, ce rajustement s'est traduit par une augmentation de 10 pour cent, soit 60,5 ¢ par therm au lieu de 55,0 ¢ auparavant. Le second rajustement, qui est entré en vigueur le 1er avril 1981 concernait les clients industriels utilisant plus de 50 therms par mois.

Électricité. – Entre 1979 et 1981, le prix de l'électricité a augmenté à deux reprises, soit en mai 1980 et à nouveau en mai 1981. Ces augmentations concernaient tous les usagers, mais à divers degrés. Ainsi, pour un usager résidentiel habitant la ville et utilisant 700 kWh d'électricité par mois (usagers moyens ne se chauffant pas à l'électricité), le prix de l'électricité a augmenté de 19,2 pour cent entre 1979 et 1981, passant de 35,40 $ à 42,20 $ par mois.

Au cours de la même période, le prix de l'électricité a augmenté de 17,6 pour cent pour un usager ou les services généraux utilisant 4 000 kWh par mois (avec une consommation maximum mensuelle de 15 kWh), de 15,6 pour cent pour les petits clients industriels** et de 4,5 pour cent pour les gros clients industriels***.

* Un therm égale 100 000 Btu. Le therm est l'unité calorifique que la Commission des entreprises de service public utilise traditionnellement pour établir les prix du gaz naturel.

** Clients industriels ayant des besoins mensuels de 500 KW et une consommation mensuelle de 200 MWH.

*** Clients industriels ayant des besoins mensuels de 20 MW et une consommation mensuelle de 12 000 MWH.

FIG. II-11. PRIX DU PÉTROLE CANADIEN ET DU PÉTROLE IMPORTÉ
Debut janvier 1979 à fin décembre 1981

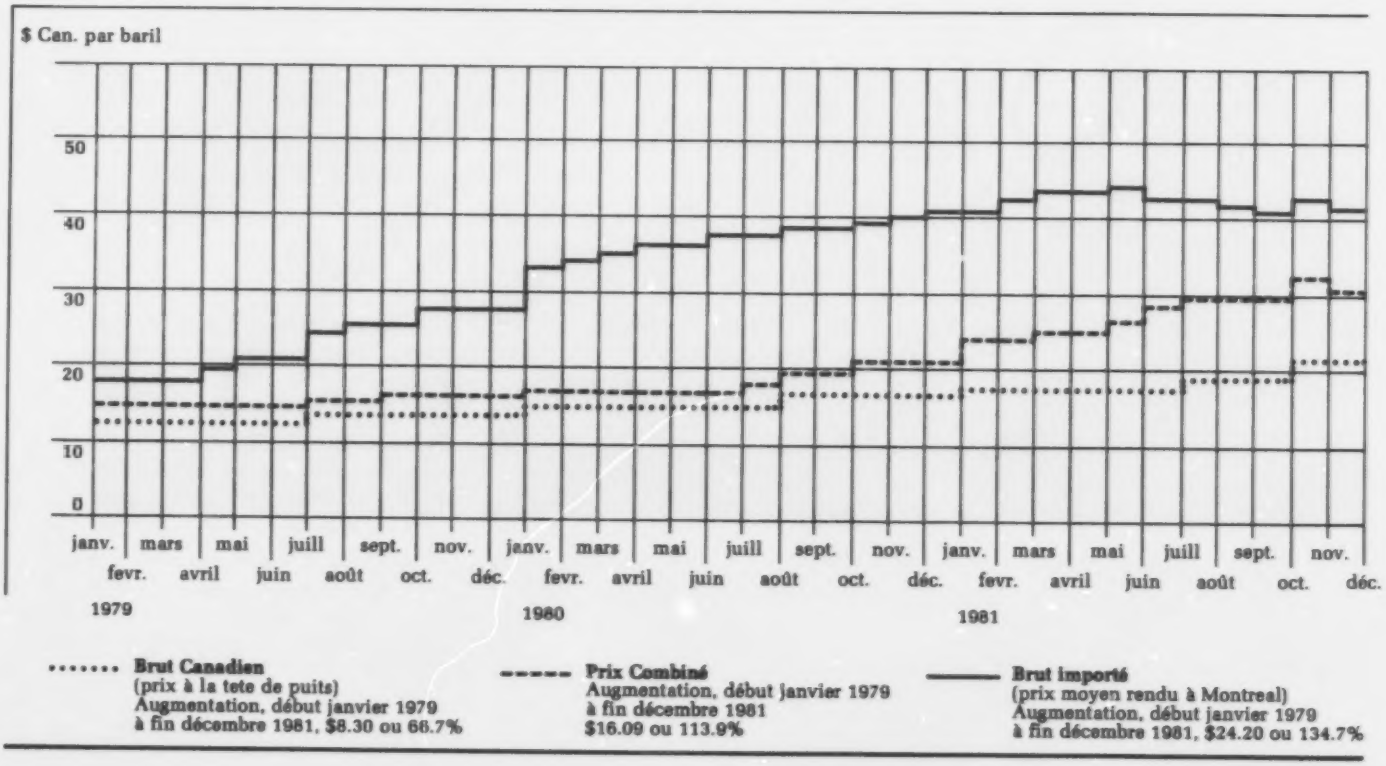


TABLEAU II–2. PRIX MOYEN AU DÉTAIL DE L'ESSENCE ORDINAIRE ET DU MAZOUT DE CHAUFFAGE, 1979–1981 (SAINT-JEAN)

$ le Gallon

Année et mois	Essence à Moteur	Mazout de Chauffage
1979 Janvier	1,00	0,62
Mars	1,01	0,63
Juin	1,02	0,63
Septembre	1,08	0,68
Décembre	1,11	0,70
1980 Janvier	1,11	0,70
Mars	1,15	0,74
Juin	1,16	0,74
Septembre	1,20	0,78
Décembre	1,30	0,87
1981 Janvier	1,39	0,96
Mars	1,50	1,04
Juin	1,63	1,15
Septembre	1,74	1,22
Décembre	1,76	1,24

TABLEAU II–3. TARIFS DU GAZ NATUREL DE 1979 À 1981

	1979*	1er avril 1980	1er avril 1981**
¢ par therm, basé sur la consommation mensuelle			
10 premières therms	60***	66****	66****
40 therms suivantes	50	55	55
50 therms suivantes	40	45	
300 therms suivantes	35		52
		37,5	
500 therms suivantes	28		

* À compter du 1er juin 1978.

** Ne s'applique qu'aux clients commerciaux. Les clients résidentiels payent les tarifs 1980.

*** Montant minimal: 3,00 $ par mois.

**** Montant minimal: 4,00 $ par mois.

TABLEAU II–4. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE CONSOMMATION DOMESTIQUE DE 1979 À 1981

	CITÉS			RÉGIONS RURALES		
	12 avril 1979	23 mai 1980	25 mai 1981	12 avril 1979	23 mai 1980	25 mai 1981
Redevance d'abonnement $ par mois	6,00	6,90	7,90	7,00	7,90	8,90
Tarif d'électricité ¢ par KWH						
700 premiers KWH	4,20	4,52	4,90	4,20	4,52	4,90
KWH Au-delà	3,20	3,36	3,53	3,20	3,36	3,53

TABLEAU II–5. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ D'USAGE GÉNÉRAL DE 1979 À 1981

	USAGE GÉNÉRAL			USAGE GÉNÉRAL – TOUT-ÉLECTRIQUE		
	12 avril 1979	23 mai 1980	25 mai 1981	12 avril 1979	23 mai 1980	25 mai 1981
Redevance d'abonnement $ par mois	5,60	6,90	7,90	5,60	6,90	7,90
Tarif d'électricité ¢ par KWH						
1 500 premiers KWH				6,15**		
4 500 KWH suivants				5,17		
KWH Au-delà				3,75		
5 000 premiers KWH	5,75*	6,16***	6,87****		6,16	6,87
5 000 KWH suivants	3,75	4,02	4,34		4,42	4,95
KWH Au-delà	3,75	4,02	4,34		4,14	4,64

* Plus frais de 5,35 $ le kWh pour toute consommation supérieure à 20 KW

** Frais mensuels minimum de 28,00 $

*** Plus frais de 5,72 $ le KW pour toute consommation supérieure à 20 KW

**** Plus frais de 6,25 $ le KW pour toute consommation supérieure à 20 KW

TABLEAU II–6. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE CONSOMMATION INDUSTRIELLE DE 1979 À 1981

(petites industries)

	12 avril 1979	1er mai 1980	1er mai 1981
Tarif mensuel de puissance $ par KW	2,60*	2,93*	3,24
Tarif d'électricité ¢ par KWH			
100 premiers KWH – par KW	5,28	5,64	6,24
KWH Au-delà	2,48	2,65	2,93

* Par KW de consommation facturée

TABLEAU II–7. TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE CONSOMMATION INDUSTRIELLE DE 1979 À 1981

(grandes industries)

	12 avril 1979	1er mai 1980	1er mai 1981
Tarif mensuel de puissance $ par KW			
2 500 premiers KW	6,01	6,19	6,85
5 000 KW suivants	5,46	6,03	6,67
KW Au-delà	4,80	5,64	6,24
Tarif d'électricité ¢ par KWH			
900 000 premiers kWh	2,24	2,29	2,53
1 800 000 KWH suivants	2,01	2,18	2,41
KWH Au-delà	1,85	1,95	2,16

B. Bilans Énergétiques 1980 et, 1981

TABLEAU II–8 Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en 1980 — Énergie brute

A. UNITÉS NATURELLES

	PÉTROLE BRUT (milliers de barils)	CHARBON ET COKE (tonnes courtes)	GAZ NATUREL (milliers de pieds cubes)	BOIS (milliers de cordes)	DÉCHETS DE BOIS (milliers de tonnes anhydres)	ÉNERGIE HYDRO-ÉLECTRIQUE (GWH)	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE	PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS (milliers de barils)	ÉNERGIE ÉLECTRIQUE THERMIQUE (GWH)	TOTAL ÉNERGIE SECONDAIRE	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE ET SECONDAIRE	TOTAL ÉLECTRICITÉ (GWH)
Production	5	498 257	84 722	324	1 932	2 690	—	56 579	7 022	—	—	9 712
Importations	57 932	34 848	—	—	—	—	—	2 764	30	—	—	30
Exportations	—	—	—	—	—	707	—	17 905	3 186	—	—	3 893
Transferts nets inter-régions	—	45 638	—	—	—	3 674	—	–6 439	–333	—	—	3 341
Variation des stocks, pertes et autres ajustements	1 353	127 723	7 722	—	235	525	—	—	230	—	—	755
Total disponible	56 584	451 020	77 000	324	1 697	5 132	—	34 999	3 303	—	—	8 435
Transformé en:												
Produits pétroliers raffinés	56 579	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Électricité	—	346 689	—	—	—	—	—	9 266	—	—	—	—
Disponibilité	5	104 331	77 000	324	1 697	5 132	—	25 733	3 303	—	—	8 435
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	1 100	—	—	—	—
Usage énergétique total	5	104 331	77 000	324	1 697	5 132	—	24 633	3 303	—	—	8 435
Autoconsommation	—	1 000	—	—	—	146	—	3 395	382	—	—	528
Écoulement final	5	103 331	77 000	324	1 697	4 986	—	21 238	2 921	—	—	7 907

B. TERAJOULES

Production	31,1	12 456,4	86,4	5 695,9	20 206,6	11 405,6	49 882,1	351 061,9	70 068,6	421 130,5	—	81 474,2
Importations	359 457,1	871,2	—	—	—	—	360 328,3	17 150,1	299,4	17 449,5	377 777,7	299,4
Exportations	—	—	—	—	—	2 997,7	2 997,7	111 097,1	31 791,3	142 888,4	145 886,1	34 789,0
Transferts nets inter-régions	—	1 141,0	—	—	—	15 577,8	16 718,7	–39 952,8	–3 322,8	–43 275,6	–26 556,9	12 254,9
Variation des stocks, pertes et autres ajustements	8 395,1	3 193,1	7,9	—	2 773,0	2 226,0	16 595,1	—	2 295,0	2 295,0	18 890,1	4 521,0
Total disponible	351 093,0	11 275,5	78,5	5 695,9	17 433,6	21 759,7	407 336,2	217 162,1	32 958,8	250 120,9	—	54 718,5
Transformé en:												
Produits pétroliers raffinés	351 061,9	—	—	—	—	—	351 061,9	—	—	—	—	—
Électricité	—	8 667,2	—	—	—	—	8 667,2	61 400,2	—	61 400,2	70 067,4	—
Disponibilité	31,1	2 608,3	78,5	5 695,9	17 433,6	21 759,7	47 607,1	155 761,9	32 958,8	188 720,7	236 327,8	54 718,5
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	7 463,1	—	7 463,1	7 463,1	—
Usage énergétique total	31,1	2 608,3	78,5	5 695,9	17 433,6	21 759,7	47 607,1	148 298,8	32 958,8	181 257,6	228 864,7	54 718,5
Autoconsommation	—	25,0	—	—	—	619,0	644,0	20 439,0	3 811,8	24 250,8	24 894,8	4 430,8
Écoulement final	31,1	2 583,3	78,5	5 695,9	17,433,6	21 140,6	46 963,1	127 859,8	29 147,0	157 006,8	203 969,9	50 287,7

TABLEAU II–9 Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en 1980 — Énergie nette

A. UNITÉS NATURELLES

	PÉTROLE BRUT (milliers de barils)	CHARBON ET COKE (tonnes courtes)	GAZ NATUREL (milliers de pieds cubes)	BOIS (milliers de cordes)	DÉCHETS DE BOIS (milliers de tonnes anhydres)	ÉNERGIE HYDRO-ÉLECTRIQUE (GWH)	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE	PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS (milliers de barils)	ÉNERGIE ÉLECTRIQUE THERMIQUE (GWH)	TOTAL ÉNERGIE SECONDAIRE	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE ET SECONDAIRE	TOTAL ÉLECTRICITÉ (GWH)
Production	5	498 257	84 722	324	1 932	2 690	—	56 579	7 022	—	—	9 712
Importations	57 932	34 848	—	—	—	—	—	2 764	30	—	—	30
Exportations	—	—	—	—	—	707	—	17 905	3 186	—	—	3 893
Transferts nets inter-régions	—	45 638	—	—	—	3 674	—	–6 439	–333	—	—	3 341
Variation des stocks, pertes et autres ajustements	1 353	127 723	7 722	—	235	525	—	—	230	—	—	755
Total disponible	56 584	451 020	77 000	324	1 697	5 132	—	34 999	3 303	—	—	8 435
Transformé en												
Produits pétroliers raffinés	56 579	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Électricité	—	346 689	—	—	—	—	—	9 266	—	—	—	—
Disponibilité	5	104 331	77 000	324	1 697	5 132	—	25 733	3 303	—	—	8 435
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	1 100	—	—	—	—
Usage énergétique total	5	104 331	77 000	324	1 697	5 132	—	24 633	3 303	—	—	8 435
Autoconsommation	—	1 000	—	—	—	146	—	3 395	382	—	—	528
Écoulement final	5	103 331	77 000	324	1 697	4 986	—	21 238	2 921	—	—	7 907

B. TERAJOULES

Production	31,1	12 456,4	86,4	5 695,9	20 206,6	9 684,0	48 160,5	351 061,9	25 279,2	376 341,1	—	34 963,2
Importations	359 457,1	871,2	—	—	—	—	360 328,3	17 150,1	108,0	17 258,1	377 586,4	108,0
Exportations	—	—	—	—	—	2 545,2	2 545,2	111 097,1	11 469,6	122 566,7	125 111,9	14 014,8
Transferts nets inter-régions	—	1 141,0	—	—	—	13 226,4	14 367,4	–39 952,8	–1 198,8	–41 151,6	–26 784,3	12 027,6
Variation des stocks, pertes et autres ajustements	8 395,1	3 193,1	7,9	—	2 773,0	1 890,0	16 259,1	—	828,0	828,0	17 087,1	2 718,0
Total disponible	351 093,0	11 275,5	78,5	5 695,9	17 433,6	18 475,2	404 051,7	217 162,1	11 890,8	229 052,9	—	30 366,0
Transformé en:												
Produits pétroliers raffinés	351 061,9	—	—	—	—	—	351 061,9	—	—	—	—	—
Électricité	—	8 667,2	—	—	—	—	8 667,2	61 400 2	—	61 400,2	70 067,4	—
Disponibilité	31,1	2 608,3	78,5	5 695,9	17 433,6	18 475,2	44 322,6	155 761,9	11 890,8	167 652,7	211 975,3	30 366,0
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	7 463,1	—	7 463,1	7 463,1	—
Usage énergétique total	31,1	2 608,3	78,5	5 695,9	17 433,6	18 475,2	44 322,6	148 298,8	11 890,8	160 189,6	204 512,2	30 366,0
Autoconsommation	—	25,0	—	—	—	525,6	550,6	20 439,0	1 375,2	21 814,2	22 364,8	1 900,8
Écoulement final	31,1	2 583,3	78,5	5 695,9	17,433,6	17 949,6	43 772,0	127 859,8	10 515,6	138 375,4	182 147,4	28 465,2

TABLEAU II–10 Usage énergétique par secteur 1980

A. UNITÉS NATURELLES

	PÉTROLE BRUT (milliers de barils)	CHARBON ET COKE (tonnes courtes)	GAZ NATUREL (milliers de pieds cubes)	BOIS (milliers de cordes)	DÉCHETS DE BOIS (milliers de tonnes anhydres)	PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS (milliers de barils)	ÉLECTRICITÉ (GWH)	TOTAL
Minier*	—	1 000	—	—	—	269	290	—
Manufacturier								
Aliments et boissons	—	—	—	—	—	573	215	—
Industries du bois	—	—	—	—	109	154	159	—
Pâtes et papier	—	—	—	—	1 588	3 092	2 658	—
Métalloïdes	5	34 848	—	—	—	330	140	—
Manufacturier – autres	—	50 803	—	—	—	3 740	595	—
Total – manufacturier	5	85 651	—	—	1 697	7 889	3 767	—
Industriel – autres	—	—	—	—	—	668	528*	—
Total – industriel	5	86 651	—	—	1 697	8 826	4 585	—
Transports								
Par route	—	—	—	—	—	7 854	—	—
Ferroviaire	—	—	—	—	—	221	—	—
Aérien	—	—	—	—	—	341	—	—
Maritime	—	—	—	—	—	1 675	—	—
Total – transports	—	—	—	—	—	10 091	—	—
Secteur public et commerce	—	16 680	60 300	—	—	2 826	1 527	—
Domestique	—	1 000	16 700	324	—	2 890	2 323	—
Usage énergétique total	5	104 331	77 000	324	1 697	24 633	8 435	—

B. TERAJOULES

Minier	—	25,0	—	—	—	1 670,6	1 881,3	3 576,9
Manufacturier								
Aliments et boissons	—	—	—	—	—	3 630,3	1 394,7	5 025,0
Industries du bois	—	—	—	—	1 119.8	949,1	1 031,4	3 100,3
Pâtes et papier	—	—	—	—	16 313,8	20 485,1	17 242,7	54 041,6
Métalloïdes	31,1	871,2	—	—	—	2 011,5	908,2	3 822,0
Manufacturier – autres	—	1 270,1	—	—	—	22 555,0	3 859,8	27 684,9
Total – manufacturier	31,1	2 141,3	—	—	17 433,6	49 630,9	24 436,8	93 673,7
Industriel – autres	—	—	—	—	—	3 968,3	3 425,2	7 393,5
Total – industriel	31,1	2 166,3	—	—	17 433,6	55 269,8	29 743,3	104 644,0
Transports								
Par route	—	—	—	—	—	43 855,4	—	43 855,4
Ferroviaire	—	—	—	—	—	1 359,2	—	1 359,2
Aérien	—	—	—	—	—	1 936,9	—	1 936,9
Maritime	—	—	—	—	—	10 896,5	—	10 896,5
Total – transports	—	—	—	—	—	58 047,9	—	58 047,9
Secteur public et commerce	—	417,0	61,5	—	—	17 518,9	9 905,8	27 903,2
Domestique	—	25,0	17,0	5 695,9	—	17 462,2	15 069,5	38 269,6
Usage énergétique total	31,1	2 608,3	78,5	5 695,9	17 433,6	148 298,8	54 718,5	228 864,7

*Comprend l'autoconsommation.

TABLEAU II–11 Usage énergétique par secteur 1980

Énergie nette

A. UNITÉS NATURELLES

	PÉTROLE BRUT (milliers de barils)	CHARBON ET COKE (tonnes courtes)	GAZ NATUREL (milliers de pieds cubes)	BOIS (milliers de cordes)	DÉCHETS DE BOIS (milliers de tonnes anhydres)	PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS (milliers de barils)	ÉLECTRICITÉ (GWH)	TOTAL
Minier*	—	1 000	—	—	—	269	290	—
Manufacturier								
Aliments et boissons	—	—	—	—	—	573	215	—
Industries du bois	—	—	—	—	109	154	159	—
Pâtes et papier	—	—	—	—	1 588	3 092	2 658	—
Métalloïdes	5	34 848	—	—	—	330	140	—
Manufacturier – autres	—	50 803	—	—	—	3 740	595	—
Total – manufacturier	5	85 651	—	—	1 697	7 889	3 767	—
Industriel – autres	—	—	—	—	—	668	528*	—
Total – industriel	5	86 651	—	—	1 697	8 826	4 585	—
Transports								
Par route	—	—	—	—	—	7 854	—	—
Ferroviaire	—	—	—	—	—	221	—	—
Aérien	—	—	—	—	—	341	—	—
Maritime	—	—	—	—	—	1 675	—	—
Total – transports	—	—	—	—	—	10 091	—	—
Secteur public et commerce	—	16 680	60 300	—	—	2 826	1 527	—
Domestique	—	1 000	16 700	324	—	2 890	2 323	—
Usage énergétique total	5	104 331	77 000	324	1 697	24 633	8 435	—

B. TERAJOULES

Minier	—	25,0	—	—	—	1 670,6	1 044,0	2 688,5
Manufacturier								
Aliments et boissons	—	—	—	—	—	3 630,3	774,0	4 223,6
Industries du bois	—	—	—	—	1 119,8	949,1	572,4	2 619,3
Pâtes et papier	—	—	—	—	16 313,8	20 485,1	9 568,8	44 497,5
Métalloïdes	31,1	871,2	—	—	—	2 011,5	504,0	3 393,0
Manufacturier – autres	—	1 270,1	—	—	—	22 555,0	2 142,0	25 928,1
Total – manufacturier	31,1	2 141,3	—	—	17 433,6	49 630,9	13 561,2	80 661,6
Industriel – autres	—	—	—	—	—	3 968,3	1 900,8	5 922,4
Total – industriel	31,1	2 166,3	—	—	17 433,6	55 269,8	16 506,0	89 272,4
Transports								
Par route	—	—	—	—	—	43 855,4	—	47 283,7
Ferroviaire	—	—	—	—	—	1 359,2	—	1 330,5
Aérien	—	—	—	—	—	1 936,9	—	2 052,9
Maritime	—	—	—	—	—	10 896,5	—	10 084,1
Total – transports	—	—	—	—	—	58 047,9	—	60 751,2
Secteur public et commerce	—	417,0	61,5	—	—	17 518,9	5 497,2	22 989,2
Domestique	—	25,0	17,0	5 695,9	—	17 462,2	8 362,8	31 499,5
Usage énergétique total	31,1	2 608,3	78,5	5 695,9	17 433,6	148 298,8	30 366,0	204 512,3

*Comprend l'autoconsommation.

TABLEAU II–12 Consommation de produits pétroliers raffinés en 1980

milliers de barils

	ESSENCE À MOTEUR	CARBURANT DIESEL	CARBURANT AVIATION	MAZOUTS LÉGERS ET MAZOUT POUR POÊLES	MAZOUTS LOURDS	PROPANE ET BUTANE	PRODUITS NON ÉNERGÉTIQUES	TOTAL EXCLUANT L'AUTOCONSOMMATION	TOTAL Y COMPRIS L'AUTOCONSOMMATION
Minier	4	83	—	17	139	26	—	269	269
Manufacturier									
Aliments et boissons	79	7	—	61	406	20	—	573	573
Industries du bois	25	32	—	34	58	5	—	154	154
Pâtes et papier	5	—	—	—	3 083	4	—	3 092	3 092
Métalloïdes	11	22	—	39	200	58	—	330	330
Manufacturier – autres	20	5	—	85	190	45	—	345	3 740
Total – manufacturier	140	66	—	219	3 937	132	—	4 494	7 889
Industriel – autres	214	416	—	33	3	2	—	668	668
Total – industriel	358	565	—	269	4 079	160	—	5 431	8 826
Transports									
Par route	6 948	906	—	—	—	—	—	7 854	7 854
Ferroviaire	—	221	—	—	—	—	—	221	221
Aérien	—	—	341	—	—	—	—	341	341
Maritime	—	435	—	—	1 240	—	—	1 675	1 675
Total	6 948	1 562	341	—	1 240	—	—	10 091	10 091
Secteur public et commerce	—	127	—	1 831	765	103	—	2 826	2 826
Domestique	—	—	—	2 727	20	143	—	2 890	2 890
Écoulement final	7 306	2 254	341	4 827	6 104	406	—	21 238	—
Usage énergétique total	—	—	—	—	—	—	—	—	24 633
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	1 100	—	1 100
Transformé en électricité	—	13	—	54	9 199	—	—	—	9 926
Consommation totale de P.P.R.	7 306	2 267	341	4 881	15 303	406	1 100	—	34 999

TERAJOULES

Minier	22,0	510,5	—	104,2	921,6	112,3	—	1 670,6	1 670,6
Manufacturier									
Aliments et boissons	435,3	43,1	—	373,8	2 691,8	86,4	—	3 630,3	3 630,3
Industries du bois	137,8	196,8	—	208,4	384,5	21,6	—	949,1	949,1
Pâtes et papier	27,6	—	—	—	20 440,3	17,3	—	20 485,1	20 485,1
Métalloïdes	60,6	135,3	—	239,0	1 326,0	250,6	—	2 011,5	2 011,5
Autres	110,2	30,8	—	520,9	1 259,7	194,4	—	2 116,0	22 555,0
Total	771,4	405,9	—	1 342,1	26 102,3	570,2	—	29 191,9	49 630,9
Industriel – autres	1 179,1	2 558,4	—	202,2	19,9	8,6	—	3 968,3	3 968,3
Total – industriel	1 972,6	3 474,8	—	1 648,5	27 043,8	691,2	—	34 830,8	55 269,8
Transports									
Par route	38 283,5	5 571,9	—	—	—	—	—	43 855,4	43 855,4
Ferroviaire	—	1 359,2	—	—	—	—	—	1 359,2	1 359,2
Aérien	—	—	1 936,9	—	—	—	—	1 936,9	1 936,9
Maritime	—	2 675,3	—	—	8 221,2	—	—	10 896,5	10 896,5
Total	38 283,5	9 606,3	1 936,9	—	8 221,2	—	—	58 047,9	58 047,9
Secteur public et commerce	—	781,1	—	11 220,9	5 072,0	445,0	—	17 518,9	17 518,9
Domestique	—	—	—	16 711,9	132,6	617,8	—	17 462,2	17 462,2
Écoulement final	40 256,1	13 862,1	1 936,9	29 581,3	40 469,5	1 753,9	—	127 859,8	—
Usage énergétique total	—	—	—	—	—	—	—	—	148 298,8
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	7 463,1	—	7 463,1
Transformé en électricité	—	80,0	—	330,9	60 989,4	—	—	—	61 400,2
Consommation totale de P.P.R.	40 256,1	13 942,1	1 936,9	29 912,2	101 458,9	1 753,9	7 463,1	—	217 162,1

TABLEAU II–13 Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en 1981 — Énergie brute

A. UNITÉS NATURELLES

	PÉTROLE BRUT (milliers de barils)	CHARBON ET COKE (tonnes courtes)	GAZ NATUREL (milliers de pieds cubes)	BOIS (milliers de cordes)	DÉCHETS DE BOIS (milliers de tonnes anhydres)	ÉNERGIE HYDRO-ÉLECTRIQUE (GWH)	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE	PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS (milliers de barils)	ÉNERGIE ÉLECTRIQUE THERMIQUE (GWH)	TOTAL ÉNERGIE SECONDAIRE	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE ET SECONDAIRE	TOTAL ÉLECTRICITÉ (GWH)
Production	2	565 532	71 936	332	1 932	3 875	—	45 600	5 463	—	—	9 338
Importations	43 500	40 092	—	—	—	—	—	500	51	—	—	51
Exportations	—	—	—	—	—	1 187	—	18 000	2 068	—	—	3 255
Transferts nets inter-régions	—	52 481	—	—	—	3 721	—	1 895	–677	—	—	3 044
Variation des stocks, pertes et autres ajustements	–2 100	–3 537	4 415	—	199	585	—	—	253	—	—	838
Total disponible	45 602	661 642	67 521	332	1 733	5 824	—	29 995	2 516	—	—	8 340
Transformé en												
Produits pétroliers raffinés	45 600	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Électricité	—	564 000	—	—	—	—	—	6 305	—	—	—	—
Disponibilité	2	97 642	67 521	332	1 733	5 824	—	23 690	2 516	—	—	8 340
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	921	—	—	—	—
Usage énergétique total	2	97 642	67 521	332	1 733	5 824	—	22 769	2 516	—	—	8 340
Autoconsommation	—	1 000	—	—	—	193	—	2 736	272	—	—	465
Écoulement final	2	96 642	67 521	332	1 733	5 631	—	20 033	2 244	—	—	7 875

B. TERAJOULES

Production	12,1	14 138,3	73,4	5 836,6	20 206,6	16 430,0	56 696,9	274 794,2	55 870,0	330 664,2	—	72 300,0
Importations	262 139,2	1 002,3	—	—	—	—	263 141,5	3 013,1	521,6	3 534,7	266 676,2	521,6
Exportations	—	—	—	—	—	5 032,9	5 032,9	108 471,4	21 149,4	129 620,8	134 653,7	26 182,3
Transferts nets inter-régions	—	1 312,0	—	—	—	15 777,0	17 089,1	11 419,6	–6 923,7	4 496,0	21 585,0	8 853,4
Variation des stocks, pertes et autres ajustements	–12 655,0	–88,4	4,5	—	2 494,1	2 480,4	–7 764,5	—	2 587,4	2 587,4	–5 177,0	5 067,8
Total disponible	274 806,3	16 541,1	68,9	5 836,6	17 712,5	24 693,8	339 659,1	180 755,6	25 731,1	206 486,6	—	50 424,8
Transformé en												
Produits pétroliers raffinés	274 794,2	—	—	—	—	—	274 794,2	—	—	—	—	—
Électricité	—	14 100,0	—	—	—	—	14 100,0	37 995,1	—	37 995,1	52 095,1	—
Disponibilité	12,1	2 441,1	68,9	5 836,6	17 712,5	24 693,8	50 764,8	142 760,4	25 731,1	168 491,5	219 256,4	50 424,8
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	5 550,1	—	5 550,1	5 550,1	—
Usage énergétique total	12,1	2 441,1	68,9	5 836,6	17 712,5	24 693,8	50 764,8	137 210,3	25 731,1	162 941,4	213 706,2	50 424,8
Autoconsommation	—	25,0	—	—	—	818,3	843,3	16 487,7	2 781,7	19 269,4	20 112,7	3 600,1
Écoulement final	12,1	2 416,1	68,9	5 836,6	17 712,5	23 875,4	49 921,5	120 722,7	22 949,3	143 672,0	193 593,5	46 824,8

TABLEAU II–14 Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en 1981 — Énergie nette

A. UNITÉS NATURELLES

	PÉTROLE BRUT (milliers de barils)	CHARBON ET COKE (tonnes courtes)	GAZ NATUREL (milliers de pieds cubes)	BOIS (milliers de cordes)	DÉCHETS DE BOIS (milliers de tonnes anhydres)	ÉNERGIE HYDRO-ÉLECTRIQUE (GWH)	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE	PRODUITS PÉTROLIERS RAFFINÉS (milliers de barils)	ÉNERGIE ÉLECTRIQUE THERMIQUE (GWH)	TOTAL ÉNERGIE SECONDAIRE	TOTAL ÉNERGIE PRIMAIRE ET SECONDAIRE	TOTAL ÉLECTRICITÉ (GWH)
Production	2	565 532	71 936	332	1 932	3 875	—	45 600	5 463	—	—	9 338
Importations	43 500	40 092	—	—	—	—	—	500	51	—	—	51
Exportations	—	—	—	—	—	1 187	—	18 000	2 068	—	—	3 255
Transferts nets inter-régions	—	52 481	—	—	—	3 721	—	1 895	–677	—	—	3 044
Variation des stocks, pertes et autres ajustements	–2 100	–3 537	4 415	—	199	585	—	—	253	—	—	838
Total disponible	45 602	661 642	67 521	332	1 733	5 824	—	29 995	2 516	—	—	8 340
Transformé en												
Produits pétroliers raffinés	45 600	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Électricité	—	564 000	—	—	—	—	—	6 305	—	—	—	—
Disponibilité	2	97 642	67 521	332	1 733	5 824	—	23 690	2 516	—	—	8 340
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	921	—	—	—	—
Usage énergétique total	2	97 642	67 521	332	1 733	5 824	—	22 769	2 516	—	—	8 340
Autoconsommation	—	1 000	—	—	—	193	—	2 736	272	—	—	465
Écoulement final	2	96 642	67 521	332	1 733	5 631	—	20 033	2 244	—	—	7 875

B. TERAJOULES

Production	12,1	14 138,3	73,4	5 836,6	20 206,6	13 950,0	54 216,9	274 794,2	19 666,8	294 461,0	—	33 616,8
Importations	262 139,2	1 002,3	—	—	—	—	263 141,5	3 013,1	183,6	3 196,7	266 338,2	183,6
Exportations	—	—	—	—	—	4 273,2	4 273,2	108 471,4	7 444,8	115 916,2	120 189,4	11 718,0
Transferts nets inter-régions	—	1 312,0	—	—	—	13 395,6	14 707,6	11 419,6	–2 437,2	8 982,4	23 690	10 958,4
Variation des stocks, pertes et autres ajustements	–12 655,0	–88,4	4,5	—	2 494,1	2 106,0	–8 138,8	—	910,8	910,8	–7 228,0	3 016,8
Total disponible	274 806,3	16 541,1	68,9	5 836,6	17 712,5	20 966,4	335 931,7	180 755,6	9 057,6	189 813,2	—	30 024,0
Transformé en												
Produits pétroliers raffinés	274 794,2	—	—	—	—	—	274 794,2	—	—	—	—	—
Électricité	—	14 100,0	—	—	—	—	14 100,0	37 995,1	—	37 995,1	52 095,1	—
Disponibilité	12,1	2 441,1	68,9	5 836,6	17 712,5	20 966,4	47 037,4	142 760,4	9 057,6	151 818,0	198 855,4	30 024,0
Usage non énergétique	—	—	—	—	—	—	—	5 550,1	—	5 550,1	5 550,1	—
Usage énergétique total	12,1	2 441,1	68,9	5 836,6	17 712,5	20 966,4	47 037,4	137 210,3	9 057,6	146 267,9	193 305,3	30 024,0
Autoconsommation	—	25,0	—	—	—	694,8	719,8	16 487,7	979,2	17 466,9	18 186,7	1 674,0
Écoulement final	12,1	2 416,1	68,9	5 836,6	17 712,5	20 271,6	46 317,6	120 722,7	8 078,4	128 801,1	175 118,7	28 350,0

ANNEXE
Notes sur les Méthodes Appliquées et sur les Sources de Données

TERMES PARTICULIERS

ÉNERGIE NETTE ..... Usage énérgétique final exprimé en unités métriques en comptant 3,6 TJ par GWh pour toutes les quantités d'électricité.

ÉNERGIE BRUTE ..... Quantité d'énergie primaire exprimée en unités métriques en comptant 4,24 TJ par GWh pour l'électricité d'origine hydraulique, et environ 10 TJ par GWh pour l'électricité thermique, c'est-à-dire son taux calorifique réel.

USAGE ÉNERGÉTIQUE TOTAL ..... Consommation d'énergie par tous les secteurs, y compris les industries productrices d'énergie comme les compagnies d'électricité, les raffineries de pétrole, etc.

ÉCOULEMENT FINAL ..... Consommation d'énergie par tous les secteurs, sauf les industries productrices d'énergie.

Coefficients de conversion d'énergie

Les coefficients de conversion utilisés pour convertir en une même unité d'énergie métrique les chiffres des bilans énergétiques exprimés en unités naturelles découlent de ceux qui ont été employés par Statistique Canada dans sa publication intitulée "Bulletin trimestriel — disponibilité et écoulement d'énergie au Canada", numéro 57-003 du catalogue.

Combustible	Unité naturelle	Unité d'énergie équivalents (térajoules) "TJ"
Charbon et coke*	1 000 tonnes courtes	25,00
Pétrole brut**	1 000 barils	6,12
Essence à moteur	1 000 barils	5,51
Carburant diesel	1 000 barils	6,15
Essence d'aviation	1 000 barils	5,33
Carburéacteurs pour turbine à gaz	1 000 barils	5,71
Mazout pour poêles	1 000 barils	5,99
Mazouts légers (pour chaudières)	1 000 barils	6,15
Mazouts lourds (no 6)	1 000 barils	6,63
GPL (propane et butane)	1 000 barils	4,32
Asphalte	1 000 barils	7,06
Autres produits pétroliers raffinés	1 000 barils	5,72
Bois	1 000 cordes	17,58
Déchets de bois	1 000 tonnes anhydres	11,80
Lessive	1 000 tonnes anhydres	9,68
Gaz naturel	Un million de pieds cubes	1,02
Électricité:		
Usage final	Un GWh	3,60
Énergie primaire		
d'origine hydraulique	Un GWh	4,24
d'origine thermique***	Un GWh	10,00

* Le chiffre indiqué est un chiffre moyen établi compte tenu des différences d'énergie potentielle qui existent entre le charbon de la province et le charbon importé.

** Le coefficient de conversion normalisé est de 6.12 TJ. Toutefois, le coefficient de conversion utilisé dans les bilans annuels a été calculé pour chaque année; il correspond à l'énergie potentielle moyenne d'un baril de dérivé raffiné du pétrole consommé au Nouveau-Brunswick.

*** Varie un peu d'année en année en fonction du taux calorifique réel que l'on calcule en divisant l'énergie potentielle du combustible fossile à employer par la quantité de l'électricité produite.

Coefficients de conversion divers

1 baril	0,15891 mètre cube (m^3)
1 pied cube (pi^3)	0,028328 mètre cube (m^3)
1 tonne courte	0,907185 tonne métrique
1 mètre cube (m^3)	mille litres
1 joule (J)	0,000948 British Thermal Units (BTU)
kilo	mille (10^3)
méga	un million (10^6)
giga	un milliard (10^9)
téra	mille milliards (10^{12})

Secteurs de l'économie

La ventilation de l'usage énergétique par secteur ne porte que sur un certain nombre de grands secteurs traditionnels de l'économie qui ont été choisis pour faciliter les comparaisons avec d'autres publications nationales et provinciales.

Le secteur "manufacturier" comprend cinq sous-secteurs de base, conformément à la Classification des activités économiques de Statistique Canada.

Comme nous ne disposions pas de renseignements distincts sur le secteur primaire du Nouveau-Brunswick, hormis le secteur minier, les chiffres afférents à l'agriculture, à la pêche, au piégeage, et à l'exploitation des bois et des forêts sont compris dans la catégorie générale "secteur industriel" avec les chiffres du secteur manufacturier et de celui de la construction.

Le secteur domestique englobe toutes les habitations particulières.

La rubrique intitulée "Secteur public et commerce" représente un groupe résiduel qui comprend des sous-secteurs comme les services de l'Administration, ceux de la santé et des services sociaux, et enfin ceux des affaires, du commerce et des assurances.

Sources des données

Diverses sources de données publiées ou inédites ont servi à dresser les bilans énergétiques.

Pétrole brut et produits pétroliers raffinés

Production provinciale	MRN—"Rapport annuel" Statistique Canada—"Production de pétrole brut et de gaz naturel", no 26-006 du catalogue
Exportations et importations	Statistique Canada—données inédites
Consommation de produits pétroliers raffinés par produit	Ministère des Finances du Nouveau-Brunswick—données inédites Statistique Canada, "Produits pétroliers rafinnés", no 45-004 du catalogue
Consommation de produits pétroliers par secteur	Statistique Canada, no 45-004 du catalogue Statistique Canada "Bulletin trimestriel—disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, no 57-003 du catalogue Statistique Canada "Consommation de combustibles et d'électricité achetés . . ." no 57-208 du catalogue Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (CEENB), données—inédites Entreprises choisies—donnés inédites
Prix	Statistique Canada— données inédites

Charbon et coke

Réserves	MRN, données inédites
Production	MRN, "Rapport annuel"
Consommation	MRN CEENB, données inédites Statistique Canada, nos 57-003, 57-208, 45-002 du catalogue
Importations	Statistique Canada, "Statistique du charbon et du coke", no 45-002
Prix	N.B. Coal Limited, données inédites

Gaz naturel

Production	MRN, "Rapport annuel" Statistique Canada, no 26-006 du catalogue
Consommation	Statistique Canada, no 26-006 du catalogue
Prix	Moncton Utility Gas Ltd., donnés inédites

Bois et déchets de bois

Bois	Secrétariat à l'énergie du N.-B. "Survey of Residential Wood Use in New Brunswick", 1980 Statistique Canada "L'équipement ménager", no 64-202 du catalogue
Déchets de bois	Entreprises productrices de pâtes et papiers et scieries, données inédites. Ministère du Commerce et du Dévelopement, données inédites

Électricité

Production, importations, exportations et transferts inter-régions	CEENB "Power Report", données inédites. Autres services d'électricité du Nouveau-Brunswick, données inédites. Entreprises productrices de pâtes et papiers, données inédites.
Consommation	CEENB, données inédites. Autres services publics du Nouveau-Brunswick, données inédites. Entreprises productrices de pâtes et papiers, données inédites. Statistique Canada no. 57-003, et 57-208 du catalogue
Prix	CEENB, données inédites